I. Abrikossov, I. Goutman

GÉOLOGIE DU PÉTROLE

GÉNÉRALITÉS
PROSPECTION
EXPLOITATION



Éditions Mir Moscou

И. Х. АБРИКОСОВ, И. С. ГУТМАН

ОБЩАЯ, НЕФТЯНАЯ И НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

Издательство «Недра» Москва

I. Abrikossov, I. Goutman

Géologie du pétrole

généralités, prospection, exploitation



Éditions Mir · Moscou

Traduit du russe
par O. PARTCHEVSKI

На французском языке

© Издательство «Недра» 1982
© traduction française, Editions Mir, 1986

Partie I

Géologie générale

CHAPITRE I

Terre et Univers

§ 1. Système solaire

Le Système solaire comprend l'étoile Soleil, les planètes gravitant autour de lui, les satellites naturels de ces dernières, les petits corps célestes appelés astéroïdes, les comètes, les météorites, les poussières et les gaz en état diffus. Le diamètre du Système solaire est d'environ 12 mlrd. de km.

Au centre du Système solaire se trouve le *Soleil*, l'astre le plus proche de la Terre. Le Soleil concentre 99,86 % de masse de la matière du Système solaire. Notre Soleil constitue une sphère incandescente de gaz d'hydrogène et d'hélium avec de légères additions de tous les autres éléments chimiques. Les incessantes réactions nucléaires s'y déroulant sont la source d'énergie du Soleil. Il émane du Soleil d'énormes quantités d'énergie, mais les planètes n'en recueillent qu'une partie infime.

Autour du Soleil gravitent de l'ouest à l'est neuf planètes suivant des orbites elliptiques proches des circulaires. L'orbite la plus proche du Soleil est celle de Mercure, puis se disposent les orbites des planètes Vénus, Terre, Mars, Jupiter, Saturne, Uranus, Neptune et Pluton. Les planètes ne sont pas douées de luminosité propre vu leur faible température.

Les *Planètes* du Système solaire sont classées en planètes intérieures de type terrestre et en planètes extérieures. Dans le groupe de planètes intérieures on range les plus rapprochées du Soleil, Mercure, Vénus, Terre et Mars, dans le groupe d'extérieures les planètes restantes. Les planètes intérieures et extérieures possèdent des densités et des masses différentes. Les planètes intérieures sont constituées de matériaux solides, ont une densité élevée (de 4,00 à 5,62 g/cm^3) et une faible masse. Les planètes extérieures, par contre, possèdent une faible densité (de 0,71 à 2,47 g/cm^3) et une masse importante témoignant ainsi de leur constitution gazeuse.

Les différences de densités moyennes des planètes intérieures s'expliquent par une composition chimique non identique et des variations

dans la proportion entre les silicates et les métaux. Les planètes les plus proches du Soleil ont une teneur plus élevée en fer métallique. De ce fait les savants ont conclu qu'avec l'éloignement du Soleil le taux d'oxydation du fer s'accroissait.

Autour de la plupart des planètes, à l'exception de Mercure, de Vénus et de Pluton, gravitent des satellites naturels aux dimensions beaucoup plus petites que celles de leurs planètes.

Les *astéroïdes*. Ce sont de petits corps célestes de forme irrégulière. Le plus grand, l'astéroïde Cérès, possède un diamètre de 770 km, les autres petites planètes ont un diamètre atteignant plusieurs kilomètres. Le Système solaire comprend plus de 1600 astéroïdes ; la grande majorité de ces petites planètes constituent la zone d'astéroïdes dont les orbites se situent entre celles de Mars et de Jupiter.

Les *comètes* (astres à queue). Elles comprennent un noyau et une queue. Le noyau est composé de matière protoplanétaire entourée de la neige et de la glace souillée par des poussières. Il est enveloppé dans un nuage luminescent, le coma, formé de gaz et de poussières très dilués. Le noyau avec le coma constitue la tête de la comète qui évolue autour du Soleil sur une orbite très allongée. Aux approches de la comète du Soleil de la tête se sépare une queue ionique engendrée sous l'action du vent solaire.

Les *météorites*. Ce sont des corps pénétrant dans l'atmosphère de la Terre de l'espace interplanétaire. D'après leur composition on distingue les météorites pierreuses, ferro-pierreuses ou sidérolithes et ferreuses ou sidérites. Le plus souvent la surface terrestre est atteinte par des météorites pierreuses, les chondrites, formées de grains d'un mm et moins appelés chondres ou chondrules. Les météorites achondrites sont semblables aux roches éruptives terrestres.

Les chondrites carbonées dont l'extension est très faible présentent le principal intérêt. Elles renferment des produits d'interaction des silicates avec de l'eau ainsi que des matières organiques. D'après les savants les chondrites carbonées de densité la plus faible de 2,2 g/cm^3 sont les plus rapprochées de la matière protoplanétaire qui est à l'origine de la formation des planètes et des astéroïdes.

§ 2. Galaxie

Le Système solaire appartient à un système plus grand appelé amas stellaire qui à son tour appartient à un système stellaire plus énorme, amas et associations stellaires, nébuleuses de gaz et de poussières, atomes et particules isolés dans l'espace interstellaire, galaxies. La Galaxie est constituée d'amas stellaires de la Voie lactée. On y compte plus

d'une centaine de milliards d'étoiles. Elle est formée par une gigantesque concentration spirale d'étoiles en forme de lentille. Le Soleil est une étoile de dimension relativement petite. Sa masse est 2,3 fois plus petite que celle d'une étoile moyenne de la Galaxie.

La distance entre les étoiles se mesure en années de lumière. Une année de lumière est la distance parcourue par la lumière en un an. Le diamètre de la Galaxie est de 100 000 années de lumière.

Les corps de chaque système stellaire sont liés par des forces d'attraction mutuelle et sont animés d'un mouvement d'ensemble dans l'espace. Tous les corps composant la Galaxie se meuvent autour de son axe passant par le centre de la Voie lactée dans la constellation du Sagittaire. La rotation complète autour de l'axe de la Galaxie s'effectue en plus de 200 millions d'années.

§ 3. Structure de l'Univers

Il est actuellement rigoureusement établi que l'Univers est composé de galaxies semblables à la nôtre, groupées en amas et mégaamas. Les galaxies et leurs amas s'éloignent l'un de l'autre contribuant ainsi à l'expansion de l'Univers. La vitesse d'écart des galaxies croît avec la distance les séparant. Il a été calculé que depuis le début de l'expansion de l'Univers il s'est écoulé 10 milliards d'années. Avant le phénomène la matière se trouvait en état de plasma chaud en dilatation presque homogène. A cette conclusion les savants sont arrivés après la découverte dans les années 60 d'un rayonnement électromagnétique relique de grande température conservé depuis le début de l'expansion de l'Univers. Le fait de non-nullité de la masse au repos de neutrinos électroniques établi par les savants soviétiques sous la direction de V. Lioubimov (1980) peut être considéré comme révolutionnaire dans la connaissance de l'Univers. La quantité obtenue $6 \cdot 10^{-32}$ g doit encore être soigneusement vérifiée, mais cette découverte a déjà permis aux astrophysiciens d'avancer l'hypothèse du développement et de la structure de l'Univers avec prise en considération de l'attraction du neutrino (I. Novikov, 1980).

Aux premiers instants de dilatation du plasma sous l'effet de l'instabilité gravitationelle il se forme dans ce dernier des petits amas accidentels. Une seconde après, la chute de la densité des amas en dilatation permet aux neutrinos possédant à ce moment une énorme énergie de s'échapper de ces derniers à la vitesse proche de celle de la lumière. Ce fait a abouti à l'aplanissement de l'irrégularité dans la répartition uniforme des neutrinos. Une telle uniformité pouvait avoir lieu tant que la vitesse des neutrinos leur permettait de s'échapper des amas en dilata-

tion. Cette période est estimée par les savants égale à 300 années, tandis que les dimensions des secteurs soumis à l'homogénéisation sont évaluées à 300 années de lumière. Avec la chute de la vitesse des neutrinos ces derniers n'ont pu s'échapper des amas en dilatation. Les neutrinos s'y accumulaient, quant aux amas ils se fortifiaient par attraction, se condensaient, se dilataient en donnant ainsi naissance à des nuages isolés de neutrinos. Alors, la masse de ces nuages, au sein d'une sphère de rayon de 300 années de lumière, compte tenu de la masse au repos du neutrino indiquée plus haut, constitue 10^{15} fois la masse solaire, ce qui est 30 fois supérieur à la masse totale de toutes les mégagalaxies estimée à $3 \cdot 10^{13}$ la masse solaire.

L'académicien Y. Zeldovitch a démontré que les nuages formés ainsi devaient posséder la forme de galettes aplatie. En se disposant de façon désordonnée dans l'espace les nuages de neutrinos invisibles engendraient une structure alvéolaire dont l'influence se répercute sur la formation des structures spatiales de la matière commune de l'Univers, c'est-à-dire des galaxies et des mégagalaxies.

A l'origine la matière commune de l'Univers (à l'exception des neutrinos) était constituée par du plasma à haute température. En se dilatant le plasma se refroidissait et devenait peu à peu un gaz neutre. Vers la fin du premier million d'années depuis le début de la dilatation la pression au sein du gaz neutre chute et son évolution ultérieure se déroule sous l'influence du champ de gravitation des nuages de neutrinos créés. Le gaz neutre était attiré vers leur partie centrale et en se condensant progressivement il donnait naissance aux futures étoiles, galaxies et mégagalaxies. Comme la masse et la densité moyenne de ces dernières dans l'Univers sont 30 fois inférieures aux mêmes paramètres des neutrinos électroniques, la position et le mouvement des galaxies et de leurs amas devaient être régis par les nuages de neutrinos invisibles.

En effet, les observations des astronomes soviétiques sous la direction de J. Eunasto comme celles des savants américains ont établi que les amas et les mégagalaxies dans l'Univers se concentrent en des couches minces possédant une structure alvéolaire ce qui s'accorde avec l'hypothèse de la liaison de cette structure avec la structure alvéolaire des nuages de neutrinos.

L'étude des quanta du rayonnement relique a permis d'établir l'homogénéité de l'Univers sur des secteurs de dimensions allant jusqu'à des centaines de millions d'années de lumière. A son tour cela a donné réponse à un des problèmes de principe : l'unité structurale la plus grande de l'Univers est la mégagalaxie aux dimensions de dizaines de millions d'années de lumière.

§ 4. Méthodes d'étude de l'Univers

La science actuelle a beaucoup élargi ses possibilités de connaissance de l'Univers, a fortement augmenté l'équipement technique en permettant de façon complexe de considérer, dans leur ensemble, les problèmes ayant trait à l'étude de l'espace cosmique.

Etude des météorites. Les météorites sont un matériel magnifique d'étude de l'Univers car leur composition permet de juger de la constitution de sa matière. L'étude des météorites a montré qu'elles sont formées des mêmes éléments que la Terre. Ce fait confirme de façon convaincante l'unité de la matière dans l'Univers.

L'étude des météorites élargit les limites de nos connaissances sur la structure interne de la Terre vu qu'elles sont des débris de différentes parties des corps cosmiques. Les météorites fournissent une information de grande valeur sur l'histoire de la formation des planètes du Système solaire. D'après la chronologie nucléaire leur âge vaut à peu près de 4,5 à 4,6 milliards d'années et coïncide presque avec celui de la Terre.

Exploration de l'espace cosmique au moyen de télescopes et de radiotélescopes. Les télescopes puissants permettent de photographier les corps cosmiques et certains secteurs du ciel, il existe un groupe d'appareils servant à déterminer la luminosité, la température, le relief des corps cosmiques, etc. A l'aide des télescopes on étudie les spectres des astres, leur variation, et d'après la nature des spectres on conclut au mouvement des corps cosmiques, on définit la composition chimique de leur matière et le type des réactions s'y déroulant. L'utilisation des radiotélescopes a fortement élargi les possibilités de la connaissance de l'Univers.

Exploration de l'espace cosmique au moyen de satellites artificiels, de stations spatiales et de vaisseaux spatiaux. La première pierre à ce mode d'investigation de l'espace cosmique a été posée le 4 octobre 1957, le jour du lancement d'un satellite artificiel de la Terre effectué pour la première fois en U.R.S.S. Le 12 avril 1961 le citoyen de l'Union Soviétique Y. Gagarine a accompli le premier vol orbital autour de la Terre avec le vaisseau piloté «Vostok». Quelques années plus tard le cosmonaute soviétique A. Léonov a réussi la première sortie dans l'espace.

C'est pour la première fois dans l'histoire de l'astronautique qu'en Union Soviétique fut réalisé le vol de l'engin cosmique automatique «Luna 16» vers un autre corps céleste avec son retour sur la Terre. Durant un temps prolongé le véhicule automatique «Lunokhod-1» a circulé sur la Lune et a permis de déterminer l'aspect général des roches formant la surface de la mer lunaire, d'y étudier la répartition de petits

cratères et des pierres. Avec le succès du lancement de la station automatique «Luna 20» on a pu résoudre le problème de prise d'échantillons de roches lunaires des régions continentales de la Lune d'accès difficile.

Les stations automatiques soviétiques ont aussi permis d'obtenir de précieux renseignements sur l'atmosphère de Vénus. L'atterrissage en douceur de la sonde spatiale sur Mars constitua une première, tandis que les stations «Mars 2» et «Mars 3» devinrent des satellites artificiels de Mars. Durant le vol en orbites elles ont transmis un volume important d'informations sur les particularités physiques de la planète et de l'espace cosmique qui l'entoure.

Une information particulièrement précieuse nous a été fournie par les roches lunaires ramenées sur Terre par les stations automatiques soviétiques et les astronautes américains. Le matériau de la surface lunaire porte des vestiges de processus primaires ayant engendré la roche mère ainsi que d'actions ultérieures dont nombre ne se manifestent pas à la surface de la Terre. Toutefois, vu ses particularités la Lune à maints égards a été «fossilisée» pendant de longues périodes géologiques et l'on peut s'attendre que sur la Lune apparaissent des traces de processus analogues à ceux s'étant déroulé aux premières étapes de formation de la Terre.

Les études sans précédent menées par les cosmonautes soviétiques à partir des stations cosmiques du type « Salut » ont présenté une nouvelle page dans les recherches sur le Cosmos et la Terre. La photographie de différentes régions de l'U.R.S.S. au moyen d'appareils à plusieurs focales a permis d'apporter des corrections à la division en régions tectoniques, de fixer les secteurs présentant des perspectives pour la recherche de minéraux utiles, d'étudier sur la base des épreuves prises le degré de mûrissement des blés, de conservation des forêts, etc. Les cosmonautes soviétiques ont procédé à la culture de cristaux possédant des propriétés uniques, ont monté des expériences de soudage de matériaux dont la soudure dans les conditions terrestres est irréalisable, ont observé l'activité des organismes vivants dans les conditions d'apesanteur, ont procédé à des observations astronomiques au moyen d'appareils spéciaux, etc. L'amarrage au «Salut 6» des vaisseaux de transport, le ravitaillement des moteurs en vol et la correction opportune de l'orbite ont rendu possible la création sur l'orbite d'un prototype de station spatiale pour l'étude du Cosmos.

§ 5. Hypothèse de formation des planètes du Système solaire

Le problème de formation de la Terre et du Système solaire a depuis longtemps attiré les savants célèbres. S'y intéressèrent E. Kant,

P. Laplace, J. Jeans, les savants soviétiques, les académiciens O. Schmidt, V. Fessenko, A. Vinogradov et autres. Les hypothèses avancées par ces savants correspondaient au niveau de nos connaissances de l'époque, mais le problème n'a pas trouvé jusqu'aujourd'hui de solution définitive. Sous le jour de nos connaissances scientifiques actuelles l'hypothèse de formation du Système solaire peut être exposée ainsi.

Dans notre Galaxie près de son plan équatorial se disposait un disque hétérogène de gaz et de poussières présentant des nuages de gaz et de poussières en lente rotation. Ces nuages étaient constitués pour l'essentiel d'atomes d'hydrogène dont l'augmentation de la densité favorisait leur formation. La densité d'atomes d'hydrogène dans un tel nuage atteint 1000 atome/cm^3 dépassant ainsi de 10 000 fois leur densité dans l'espace interstellaire normal de la Galaxie. A côté de l'hydrogène le nuage pouvait contenir du carbone, de l'azote, de l'oxygène, des poussières de dimension du micron. Au sein du nuage la matière est animée d'un mouvement turbulent désordonné.

Avec l'augmentation de la dimension et de la densité, sous l'effet de la gravité, le nuage commence à se contracter. La contraction gravifique de presque toute la masse du nuage originellement froid (−220 °C) aboutit au compactage jusqu'à l'état du Protosoleil. A son centre des réactions thermonucléaires s'avèrent possibles s'accompagnant d'éjections sous forme explosive d'énormes quantités d'énergie et de matière. Selon l'académicien A. Vinogradov à partir de la matière éjectée il y a 5,5 milliards d'années par les explosions, il s'est formé autour du Protosoleil un nuage de plasma chaud (nuage protoplanétaire). Au premier stade de formation des planètes le nuage protoplanétaire se refroidissait, les gaz s'en échappant dans l'espace cosmique, tandis qu'une partie de sa matière se condensait en particules solides. Les premiers se sont condensés les éléments chimiques les plus difficilement fusibles : tungstène, titan, molybdène, platine, etc. de même que leurs oxydes. C'est ainsi que la matière gazeuse incandescente redevenait un nuage froid de gaz et de poussières. Le nuage protoplanétaire perdait avec le temps son énergie par collision des «poussières». Il s'aplatissait, le mouvement de la matière en son sein devenait plus régulier et s'approchait du circulaire. Progressivement il s'est formé autour du jeune Soleil du fait de la condensation de la matière en poussières un large disque annulaire, d'où se détachaient des amas séparés de matière froide, des essaims de particules gazeuses solides. Ces dernières entraient en interaction et se mêlaient les unes aux autres, s'entrechoquaient, s'aggloméraient et étaient soumises au rayonnement cosmique. Il se produisait la genèse de différentes phases de la matière, principalement de silicates, d'alliage métallique ferronickel, de sulfures, etc. L'agglomération de ces phases donna naissance

à des météorites pierreuses et autres. Ce phénomène de concrétion de la matière froide du nuage protoplanétaire a aussi abouti à la formation des protoplanètes du Système solaire il y a environ 5 milliards d'années. Devenue un corps géologique, la Prototerre n'est pas encore une planète. C'est une concentration froide de matière cosmique, mais c'est depuis cette époque que commence son évolution prégéologique.

Sous l'effet de facteurs tels que les chocs des corps météoriques, la condensation gravifique et le dégagement de la chaleur par les éléments radioactifs a commencé le réchauffement des parties supérieures de la Prototerre. D'abord a fondu le fer, ensuite, les silicates. Cela a conduit à la formation de la zone du fer liquide. La différenciation de la matière a engendré l'émersion des matières silicatées plus légères, tandis que le métal lourd s'est concentré au centre de la planète. Les masses visqueuses, essentiellement des silicates, ont constitué le manteau primaire de la Terre, quant aux masses métalliques elles ont formé le noyau. C'est probablement ainsi que s'est formée il y a environ 4,6 milliards d'années la planète Terre.

Les planètes intérieures qui se disposent plus près du Soleil ont résulté de la condensation de fractions de haute température riches en fer. Plus on s'éloigne du Soleil moins les planètes comprennent de matériaux métalliques. C'est ainsi que Mercure est pour 2/3 composée de fer métallique, tandis que Mars l'est pour 1/4. Dans l'essaim d'astéroïdes se sont essentiellement formés les astéroïdes à chondrites dans lesquels la teneur en fractions de basse température augmentait. Et, enfin, le principal composant des planètes extérieures sont les gaz constitués essentiellement de matière solaire non différenciée.

CHAPITRE II

Traits généraux de la Terre

§ 1. Forme et dimensions de la Terre

En s'appuyant sur l'observation d'un navire qui s'éloigne et se rapproche, les anciens philosophes ont conclu que la Terre est une sphère régulière. A la fin du XVII s. les savants français ont remarqué que l'horloge en Amérique du Sud marche sous l'équateur plus lentement qu'à Paris de 2,5 mn par jour. Il s'ensuit que l'action de la pesanteur sur le pendule n'est pas la même à l'équateur et à Paris. I. Newton a expliqué ce phénomène par le fait que la Terre est aplatie aux pôles et présente la forme d'un ellipsoïde de révolution, d'un sphéroïde. L'aplatissement de la Terre (rapport de la différence entre les longueurs des

rayons équatorial et polaire à la longueur du rayon équatorial) a été pour la première fois déterminé par F. Bessel en 1841. D'après ses calculs il vaut 1/299,2.

Les dimensions et la forme de la Terre ont été déterminées par les savants soviétiques F. Krassovski et autres. Selon leurs calculs la forme de la Terre est un ellipsoïde de révolution dont la longueur du rayon équatorial vaut 6378,245 km et du rayon polaire 6356,863 km. L'axe de rotation est le petit axe polaire. L'aplatissement de la Terre est 1/298,3 ; sa surface est 510 100 934 km² ; son volume est de 1 083 819 780 000 km³. Pour les travaux géodésiques et cartographiques il est adopté sur le territoire de l'U.R.S.S. les dimensions de l'ellipsoïde de Krassovski. Toutefois, l'ellipsoïde de Krassovski n'est qu'une description théorique de la surface de la Terre. La surface topographique du globe avec ses hauts sommets des massifs montagneux et ses profondes fosses océaniques s'écarte sensiblement de la surface de l'ellipsoïde de révolution. La surface qui s'approche le plus de la surface topographique de la Terre est la surface obtenue en prolongeant virtuellement le niveau de l'Océan Mondial sous les continents. Le corps que cette surface décrit est appelé *géoïde*. La surface du géoïde est en tout point perpendiculaire

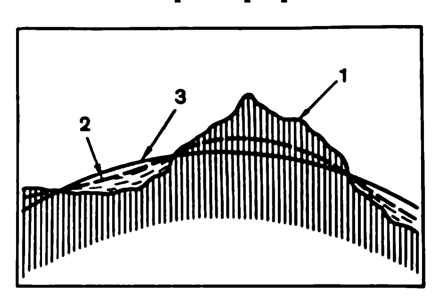


Fig. 1. Rapport entre les surfaces de fait de la lithosphère (*1*), du géoïde (*2*) et de l'ellipsoïde (*3*)

à la pesanteur, de sorte que l'accélération de la pesanteur est en tous ces points la même. Pour avoir les écarts les plus faibles possibles de la surface du géoïde de celle du sphéroïde il faut orienter convenablement le sphéroïde au sein du géoïde (fig. 1). Le sphéroïde orienté de cette manière est appelé ellipsoïde de référence.

§ 2. Notion de masse et de densité de la Terre

Connaissant la masse de la Terre on est en mesure de déterminer celle du Soleil, des autres planètes du Système solaire, de la Galaxie, etc.

Par les mesures les plus précises il a été établi que la masse de la Terre vaut $5{,}98 \cdot 10^{27}$ g. Pour déterminer la densité moyenne de la Terre il suffit de diviser sa masse par le volume. La densité moyenne de la

Terre est de 5,517 g/cm³. Vu que la densité des roches de surface et à des profondeurs atteintes par des forages ne dépasse pas pour la Terre 3 à 3,3 g/cm³, aux grandes profondeurs la densité de la matière doit valoir 12 g/cm³.

§ 3. Magnétisme terrestre

La Terre possède un champ magnétique dont l'origine n'est pas encore établie. Le champ magnétique a deux pôles magnétiques et un axe magnétique. La position des pôles magnétiques ne coïncide pas avec celle des pôles géographiques. Les pôles magnétiques se situent dans les hémisphères Nord et Sud de façon non symétrique l'un par rapport à l'autre. Par suite, la ligne qui les joint, l'axe magnétique de la Terre, forme avec l'axe de rotation de la planète un angle atteignant jusqu'à 11°.

Le magnétisme de la Terre se caractérise par l'intensité magnétique, la déclinaison et l'inclinaison. L'intensité magnétique est mesurée en œrsteds.

On appelle *déclinaison magnétique* l'angle d'écart de l'aiguille aimantée du méridien géographique au point donné. L'aiguille aimantée indiquant la direction du méridien magnétique, la déclinaison magnétique correspondra à l'angle que font entre eux les méridiens magnétique et géographique. La déclinaison peut être occidentale et orientale. Les lignes reliant sur la carte les mêmes points de déclinaison sont appelées *isogones*. L'isogone de déclinaison valant zéro est appelée méridien magnétique zéro. Les isogones partent du pôle magnétique situé dans l'hémisphère Sud et se dirigent vers le pôle magnétique de l'hémisphère Nord.

On appelle *inclinaison magnétique* l'angle que fait l'aiguille aimantée avec l'horizon. Les lignes reliant les points de même inclinaison sont appelées *isoclines*. L'isocline zéro s'appelle équateur magnétique. Les isoclines comme les parallèles s'étendent en latitudes et varient de 0 à 90°.

Le cheminement régulier d'isogones et d'isoclines est perturbé de façon brusque en certains points de la surface terrestre, fait dû aux anomalies magnétiques. L'origine de ces anomalies peut être cherchée dans de grandes accumulations de minerais de fer. La plus importante des anomalies magnétiques est celle de Koursk. Les anomalies magnétiques peuvent être également provoquées par des fractures dans l'écorce terrestre, failles directes et inverses engendrant le contact des roches aux caractéristiques magnétiques diverses, etc. On utilise fréquemment les anomalies magnétiques pour la recherche des minéraux utiles et l'étude de la structure des profondeurs terrestres.

L'intensité magnétique, les déclinaisons et les inclinaisons présentent des variations diurnes et séculaires.

Les variations diurnes sont provoquées par des perturbations solaires et lunaires de l'ionosphère et se manifestent davantage en été qu'en hiver et plus le jour que la nuit. Mais les variations séculaires sont beaucoup plus importantes. On suppose qu'elles sont dues aux modifications se déroulant dans les couches supérieures du noyau terrestre. Les variations séculaires diffèrent en divers points géographiques du globe.

Les oscillations magnétiques brusques (les orages magnétiques) se prolongeant pendant plusieurs jours sont liées à l'activité solaire et se manifestent de la façon la plus intense aux hautes latitudes.

§ 4. Température de la Terre

La Terre reçoit de la chaleur de deux sources : le Soleil et son propre sein. L'état de température de la surface terrestre dépend presque exclusivement de son échauffement par le Soleil. Mais sous l'effet de nombreux facteurs la chaleur solaire est redistribuée ayant atteint la surface de la Terre. Les différents points de la surface du Globe reçoivent des quantités inégales de chaleur par suite de l'inclinaison de l'axe de rotation de la Terre relativement au plan de l'écliptique.

A titre de comparaison des conditions thermiques on a fait appel à des notions de températures moyennes diurnes, mensuelles et annuelles en certains lieux de la surface terrestre.

Les variations de températures les plus grandes se manifestent dans les parties supérieures de la croûte terrestre. En profondeur les oscillations de températures diurnes, mensuelles et annuelles diminuent progressivement. Les terrains de l'écorce terrestre au sein desquels les roches subissent l'influence de la chaleur solaire sont appelés zone héliothermique. La profondeur de cette zone oscille de quelques mètres à 30 m.

Au-dessous de la zone héliothermique se dispose la zone de températures constantes, où les oscillations saisonnières de la température ne se manifestent pas. Dans la région de Moscou cette zone se dispose à 20 m de profondeur.

Au-dessous de la zone de températures constantes est située la zone géothermique. Au sein de cette zone la température croît avec la profondeur sous l'effet de la chaleur interne du Globe en moyenne de 1 °C tous les 33 m. Cet intervalle de profondeur est le *gradin géothermique*. L'élévation de température avec l'approfondissement au sein de la Terre de 100 m est appelée *gradient géothermique*. Les valeurs du gradin et du gradient géothermiques sont inversement proportionnelles et diffèrent suivant la région de la Terre. Leur produit est une quantité constante

valant 100. Si, par exemple, le gradin vaut 25 m, le gradient est alors 4 °C.

Les différences entre les valeurs du gradin géothermique peuvent être dues aux modifications de la radioactivité et de la conductibilité thermique des roches, aux processus hydrochimiques se déroulant en profondeur, à l'arrangement des roches, à la température des eaux souterraines, à l'éloignement des océans et des mers.

La valeur du gradin géothermique subit de grandes variations. Dans la région de Piatigorsk elle monte à 1,5 m, de Léningrad à 19,6 m, de Moscou à 38,4, en Carélie à plus de 100 m, dans la plaine de la Volga (Povoljié) et en Bachkirie à 50 m, etc.

La source principale de la chaleur interne du Globe est la désintégration radioactive des matières concentrées pour l'essentiel dans l'écorce terrestre. On admet que la chaleur y croît en accord avec le gradin géothermique jusqu'à 15—20 km. Au-dessous la valeur du gradin géothermique augmente brusquement. Selon les spécialistes la température au centre du Globe ne dépasse pas 4000 °C. Si la valeur du gradin géothermique ne changeait pas jusqu'au centre de la Terre, la température à la profondeur de 900 km serait égale à 27 000 °C et au centre de la Terre atteindrait 193 000 °C.

CHAPITRE III

Structure de la Terre

La Terre est constituée de couches de densités différentes se disposant de façon concentrique autour du noyau central.

Les couches extérieures sont constituées par l'atmosphère et l'hydrosphère, étant les plus légères elles forment la partie infime de la masse de la planète. La principale partie est représentée par l'écorce terrestre, le manteau et le noyau.

Une sphère particulière de la Terre peuplée d'organismes vivants a reçu le nom de biosphère. Elle enveloppe une partie de l'atmosphère en contact direct avec la surface de la Terre (pour l'essentiel, la troposphère), toute l'hydrosphère et les couches superficielles de l'écorce terrestre (pas plus de 3 km).

§ 1. Couches extérieures de la Terre

L'*atmosphère* est l'envoloppe gazeuse de la Terre. Elle est composée de trois couches : la troposphère, la stratosphère et l'ionosphère, et s'étend en altitude sur plusieurs milliers de kilomètres. L'étude au moyen de fusées d'altitude a montré que la composition de l'atmosphère

varie peu jusqu'à une altitude de 100 km. Font exception la vapeur d'eau qui se concentre principalement près de la surface terrestre et l'ozone dont la couche se situe à une grande altitude.

La couche la plus basse, la troposphère, s'élève à l'altitude maximale sous l'équateur (jusqu'à 17 km) et minimale aux pôles (7—10 km). La troposphère comprend jusqu'à 90 % de la masse de l'atmosphère et presque toute la vapeur d'eau. La composition gazeuse (l'air) de la troposphère est la suivante : 78,08 % d'azote, 20,95 % d'oxygène, 0,93 % d'argon et environ 0,03 % de gaz carbonique. Les autres gaz (hydrogène, néon, hélium, krypton, xénon, etc.) ne constituent qu'au maximum 0,01 %.

La température de l'air près de la surface de la Terre est fonction de la latitude du lieu et de différents facteurs climatiques : éloignement de l'océan, courant maritime et transport d'air, altitude du lieu, etc. Avec l'altitude, la température baisse progressivement, en moyenne, de 0,5 à 0,6 °C tous les 100 m. C'est ainsi qu'à l'altitude de 10 km la température de l'air est inférieure à − 50 °C.

Dans l'intervalle d'altitudes de 7—12 à 80 km au-dessus de la surface de la Terre se situe la stratosphère. Sa masse ne dépasse pas 10 % de celle de l'atmosphère. La stratosphère contient une couche d'ozone qui absorbe le rayonnement ultraviolet du Soleil. Grâce à cette couche déjà dans les parties inférieures de la stratosphère on observe une élévation de température et à une altitude d'environ 60 km elle atteint 75 °C. Ensuite, on a une couche où l'ozone disparaît complètement et, par suite, à une altitude de 80 km la température descend jusqu'à − 90 °C. Au-dessus de cette couche la température remonte.

L'ionosphère comprend pour le moins quatre couches différentes qui se disposent à une altitude de 80 à 400 km de la surface terrestre et se caractérisent par la présence en grande concentration d'électrons libres, d'atomes et molécules ionisés. Au-dessus de la dernière couche la densité d'électrons diminue progressivement. Les couches d'ionosphère possèdent la propriété de réfléchir les ondes radio courtes. Les gaz de l'ionosphère sont très raréfiés vu qu'ils se trouvent en état atomique et non moléculaire. La température de l'ionosphère s'élève avec l'altitude : à 200 km de la surface de la Terre elle atteint de 600 à 700 °C et à 11 000 km, 4000 °C en raison de l'intense absorption des rayons ultraviolets par l'azote et l'oxygène. Toutefois, par suite d'un état physique particulier de l'ionosphère, les corps ne s'y échauffent pas.

L'*hydrosphère* est l'enveloppe aqueuse de la Terre. Elle comprend les eaux des océans, des mers, des marais, etc. La surface occupée par les eaux constitue plus de 70 % de toute la surface terrestre. L'essentiel de l'hydrosphère est constitué par les océans et les mers. La profondeur

moyenne de l'hydrosphère est de 3,75 km. Cependant dans les fosses océaniques plus profondes (fosses des Mariannes, par exemple, dans l'océan Pacifique) la couche d'eau atteint 11 km.

Les eaux des océans et des mers contiennent en moyenne 35 g de sels par litre, tandis que les eaux douces des continents n'en contiennent qu'un gramme. Parmi les sels des eaux de mer domine le chlorure de sodium (78 %), le reste est constitué de chlorure de magnésium, de sulfate de magnésium, de sulfate de calcium, de chlorure de calcium, de carbonate de calcium. L'eau de mer contient en petite quantité de la silice, du brome, de l'iode, du manganèse, du plomb, de l'or ainsi que des gaz : de l'oxygène, du gaz carbonique, de l'ammoniac et du sulfure d'hydrogène.

§ 2. Couches intérieures et noyau de la Terre

L'étude des séismes a permis d'établir qu'à des profondeurs déterminées il se produit des modifications par sauts de la vitesse de propagation d'ondes séismiques longitudinales et transversales. Ces phénomènes ont pour cause des variations brusques de la densité et de la composition de la matière terrestre. La Terre se trouve ainsi divisée par des curieuses surfaces (ou discontinuités) en plusieurs couches se caractérisant par des propriétés différentes.

Ecorce terrestre. On appelle écorce terrestre tout le groupe de roches situé entre l'atmosphère et l'hydrosphère au-dessus et la discontinuité de Mohorovičić au-dessous (fig. 2).

La surface terrestre se divise en deux parties principales : continentale et océanique. Cette nature du relief planétaire est due à la diversité structurale et à la composition de l'écorce terrestre. Sous les continents l'épaisseur de l'écorce terrestre atteint 75 km (35 en moyenne), tandis que sous les océans elle est de 3 à 12 km (de 4 à 6 km en moyenne).

L'écorce continentale est constituée à la surface de roches sédimentaires formant la couche sédimentaire d'une puissance de 0 à 15 km et plus. La partie inférieure de la couche sédimentaire s'est transformée sous l'action de hautes températures et de pressions en roches métamorphiques. Par endroits les roches métamorphiques et sédimentaires sont affectées par des pénétrations de roches ignées. La densité des roches sédimentaires est de 2,6 à 2,65 g/cm^3, la vitesse de propagation en leur sein d'ondes longitudinales atteint de 2,5 à 3,5 km/s.

Les roches sédimentaires et métamorphiques sont sus-jacentes aux roches du type granitique. La densité moyenne de ces dernières est de 2,7 g/cm^3 ; la vitesse de propagation d'ondes longitudinales vaut de 5,5 à 6,3 km/s et celle d'ondes transversales de 3,4 à 3,7 km/s. Cette couche

rocheuse est nommée conventionnellement couche granitique. Sous la couche granitique se dispose la couche « basaltique » représentée par des roches dont les propriétés rappellent les basaltes. La surface séparant les couches granitique et basaltique est appelée discontinuité de Conrad. Les roches basaltiques comparées aux granitiques renferment moins de silicium et d'aluminium et plus de fer et de magnésium, expliquant ainsi leur plus grande densité de 2,8 à 2,9 g/cm³. La vitesse de propagation d'ondes longitudinales y est égale de 6,5 à 7 km/s, d'ondes transversales de 3,7 à 4,1 km/s.

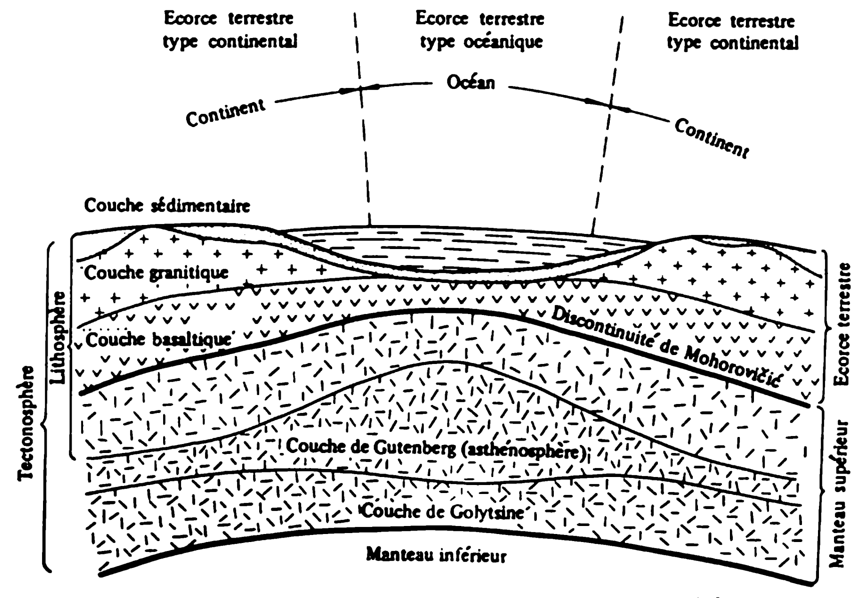


Fig. 2. Coupe schématique de l'écorce terrestre et du manteau sub-jacent (selon V. Gavrilov, 1979)

La croûte continentale diffère de la croûte océanique par des roches basaltiques se disposant sous une couche peu épaisse de sédiments. Les études de ces dernières années de l'écorce océanique ont permis de déceler entre les couches sédimentaire et basaltique une couche susbasaltique représentée par des alternances de roches sédimentaires tassées, des concrétions siliceuses et des laves basaltiques poreuses.

Dans la composition chimique de l'écorce terrestre dominent l'oxygène (49,13 %), le silicium (26 %), l'aluminium (7,45 %), le fer (4,2 %), le calcium (3,25 %), le sodium (2,4 %), le potassium et le magnésium (2,35 % chacun), l'hydrogène (1 %).

Manteau de la Terre. Entre la discontinuité de Mohorovičić et le noyau se dispose une enveloppe de la Terre, appelée manteau. La profondeur de la limite inférieure du manteau est de 2900 km.

La composition du manteau est hétérogène et à environ 900 km de profondeur le manteau est séparé en deux couches : supérieure et inférieure (voir fig. 2).

Le manteau supérieur présente un milieu hétérogène vu sa stratification. On y distingue trois couches à densité de matière et à la vitesse de propagation d'ondes sismiques différentes. La couche supérieure rigide constitue avec l'écorce terrestre la *lithosphère* se caractérisant par une grande solidité de la matière. Dans cette couche on observe un accroissement brusque des vitesses de propagation d'ondes sismiques longitudinales et transversales (fig. 3). Au-dessous se situe la couche de vitesses

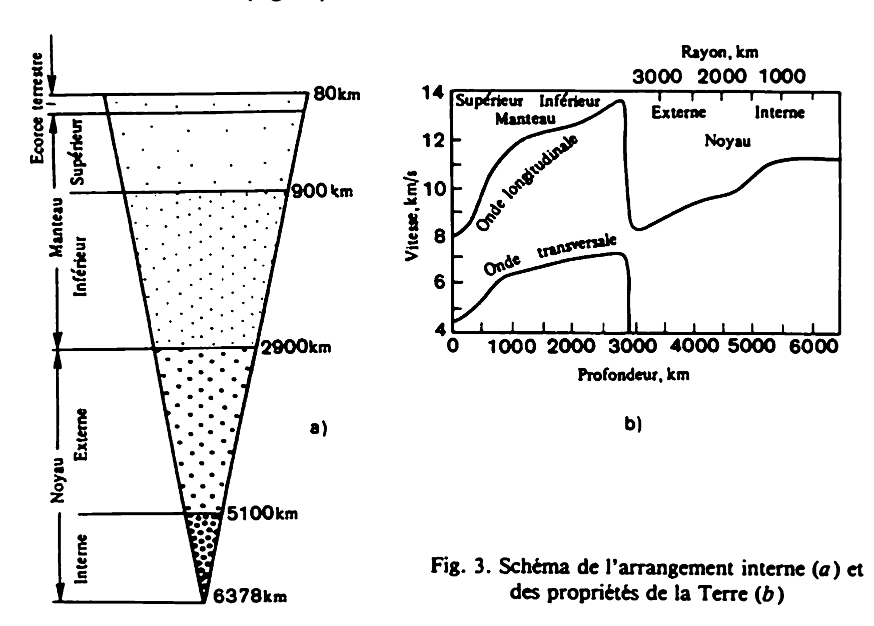


Fig. 3. Schéma de l'arrangement interne (*a*) et des propriétés de la Terre (*b*)

anormalement basses, le guide d'ondes. S'y dispose la zone de fusion partielle appelée asthénosphère. Dans cette couche la matière de lentilles séparées se trouve en état à la fois liquide et solide tandis que les granules de la matière solide sont entourés d'une pellicule de fusion. L'asthénosphère diffère des couches voisines par des moindres viscosité et densité (environ 3 g/cm^3) et une vitesse réduite de propagation d'ondes sismiques. La profondeur moyenne de l'asthénosphère est de 100 à 200 km, au-dessous des dorsales médio-océaniques de 30 à 50 km.

On y rattache la naissance des basaltes et autres phénomènes magmatiques, l'absorption d'énergie de rotation, la reconstitution par marées de la figure de la Terre, etc. La couche inférieure du manteau supérieur (couche de Golytsine, couche C) est la couche intermédiaire entre le manteau supérieur et inférieur. Elle se caractérise par l'état solide de la matière, par la densité (4,3 g/cm^3) et la viscosité élevées, ainsi que par la vitesse de propagation d'ondes sismiques accrue. On attribue à la couche C les phénomènes tectoniques, magmatiques et métamorphiques de l'écorce terrestre, et, en particulier, les foyers les plus profonds des séismes, aussi le manteau supérieur avec l'écorce terrestre sont-ils réunis sous la notion de *tectonosphère*.

Il n'y a pas d'opinion unanime sur la composition chimique du manteau supérieur. Certains savants supposent que le manteau supérieur est constitué de roches ultrabasiques, les péridotites et les dunites, les autres considèrent ces roches plus riches en silice et plus proches des basaltes.

Le manteau inférieur a une densité de matière renforcée de 5,5 à 6 g/cm^3 due à l'existence dans sa composition à côté de l'oxygène, de la silice et du magnésium d'éléments plus lourds, le fer et le nickel.

Noyau de la Terre. La limite séparant le manteau du noyau de la Terre est marquée par une brusque réduction de la vitesse d'ondes sismiques longitudinales et transversales.

Le noyau se divise aussi en deux parties : externe et interne (voir fig. 3). La limite entre ces deux parties à la profondeur de 5100 km de la surface de la Terre est fixée par un accroissement de la vitesse d'ondes sismiques longitudinales. A en juger de la vitesse d'ondes sismiques le noyau externe est composé de matériau ramolli.

D'après les données actuelles le noyau externe de la Terre est constitué de silicates ramollies superdenses ou d'oxyde ferrique. Malgré le ramollissement la matière du noyau externe possède une grande densité de 6 à 12,2 g/cm^3.

Au-dessous de 5100 km de profondeur se situe le noyau interne de la Terre renfermant vraisemblablement un alliage de fer et de nickel en état solide. La densité de la matière au centre de la Terre atteint 13 g/cm^3.

§ 3. Hypothèse de genèse de l'écorce terrestre

L'écorce terrestre s'est dégagée du manteau au cours de l'évolution géologique de la Terre. Durant cette période comme de son évolution prégéologique les parties supérieures du manteau étaient soumises à un réchauffement radioactif. Une partie importante d'énergie thermique était fournie par le Soleil. Avec la formation du noyau et du manteau se libérait de l'énergie comparable à l'énergie radiogénique. Toutefois, le

réchauffement interne de la Terre s'effectuait irrégulièrement à partir de foyers séparés. Avec la montée du matériau fondu des foyers de fusion un processus se déclenchait que l'académicien A. Vinogradov a appelé fusion à zone et qu'il a étudié avec ses élèves sur la base du matériau fourni par les météorites à chondres.

Dans la fusion à zone ce sont les composants le plus difficilement fusibles qui se déposaient et se cristallisaient. A mesure que la fusion montait cette dernière s'enrichissait aux dépens de la chaleur de la couche liquide en composants facilement fusibles. Elle devenait plus acide, tandis que le manteau traversé devenait plus basique. Les produits de fusion du manteau ont ainsi engendré la couche basaltique primaire de l'écorce terrestre. On voit apparaître à la surface de la planète les premières structures annulaires vulcano-plutoniques remplies de basalte. Avec les cratères météoriques elles contribuèrent à la création sur la Terre de paysages lunaires. Aussi cette phase de formation de l'écorce terrestre est-elle appelée *lunaire*. Elle se déroulait il y a de 4,6 à 4 milliards d'années.

La fusion de la couche basaltique s'accompagnait de la dégazation du matériau du manteau. Les gaz dégagés se concentraient dans l'espace circumterrestre grâce aux forces d'attraction terrestre. On admet que l'atmosphère primaire était composée essentiellement de méthane, de gaz ammoniac et en moindre quantité d'oxygène, de vapeurs d'eau et de gaz carbonique. Durant cette période d'évolution de la Terre se formaient les premiers bassins aquifères. D'après les données fournies par A. Vinogradov la quantité d'eau formée par condensation de vapeurs au cours de la fusion à zone est comparable au volume des océans et des mers actuelles.

Ainsi vers la fin de la phase lunaire il s'est formé sur la Terre la couche basaltique de l'écorce terrestre, l'atmosphère et l'hydrosphère primaires.

L'évolution ultérieure de la Terre est liée à l'élaboration de la couche granitique de l'écorce terrestre. L'atmosphère et l'hydrosphère formées auparavant ont favorisé la destruction du relief montagneux d'origine volcanique. Les produits de destruction se déposaient dans les dépressions du relief en engendrant les premières roches sédimentaires. Simultanément apparaissaient les roches effusives du fait de l'activité volcanique continue. Durant cette période l'écorce basaltique subissait en priorité des mouvements tectoniques verticaux.

Les dépôts de roches clastiques et effusives atteignaient une grande épaisseur. Soumises au tassement et au métamorphisme elles se transformaient en roches métamorphiques (gneiss, quartzites, etc.). Sous l'action de gaz et de solutions liquides émanant du sein de la Terre et contenant

des alcalis et de la silice il se produisait une granitisation métasomatique des sédiments. Tout d'abord les systèmes granitiques et gneissiques formaient des structures ovales d'un à des centaines de kilomètres en largeur qu'on a appelées ovoïdes ou nucléoïdes («nucleus» noyau), c'est pourquoi on a proposé d'appeller *nucléaire* cette phase de formation de la couche granitique de l'écorce terrestre. Elle a duré d'il y a 4 à 3,5 milliards d'années. La formation progressive de noyaux nucléaires devint générale. En fusionnant ils engendrèrent la couche granitique de l'écorce terrestre d'une épaisseur plus régulière qu'aujourd'hui allant jusqu'à 35 à 40 km.

Donc les couches basaltiques et granitiques de l'écorce terrestre se sont formées durant les phases lunaire et nucléaire. Mais c'était une écorce primaire encore non affectée par le processus de formation de géosynclinaux, de plissements et de genèse de plates-formes. On aborde ces problèmes plus loin.

CHAPITRE IV

Vie physique de l'écorce terrestre

§ 1. Caractéristique générale des processus géologiques

On appelle processus géologiques les processus entraînant des modifications dans la structure interne du Globe et de son écorce, aboutissant à la formation et à la destruction des minéraux et des roches, à la variation des conditions d'arrangement des roches, à la genèse et aux changements du relief de la surface terrestre. Il est admis de ranger les processus géologiques en exogènes (externes) et endogènes (internes).

Les processus externes puisent leur source dans l'énergie fournie à la Terre par le Soleil, l'attraction du Soleil et de la Lune, la rotation de la Terre sur son axe, l'action de la pesanteur. Les processus internes sont pour l'essentiel redevables à l'énergie des profondeurs terrestres. Actuellement les progrès de la cosmochimie ont autorisé à aborder l'étude des rapports des processus internes avec les phénomènes se déroulant dans l'Univers.

Les processus externes conduisent à l'aplanissement des formes de terrain créées auparavant par les agents externes et internes. Sous l'action des variations de températures, du vent, de l'eau, des vagues déferlantes, des glaciers, etc. les roches sont désagrégées et transportées dans les mers et les océans.

Les processus internes sont à l'origine des séismes et des éruptions volcaniques, ils sont responsables des fractures dans l'écorce terrestre ;

des couches épaisses de l'écorce terrestre subissent des plissements en formant des chaînes de montagnes et des vallées synclinales. Avec le refroidissement et la solidification du magma provenant des profondeurs de la Terre il se forme des roches ignées. Il faut rattacher aux processus internes le métamorphisme des roches, se déroulant à l'abri des actions météoriques sur l'écorce terrestre et régi par la pression, la température et les éléments chimiques actifs qui engendrent des transformations radicales dans les roches.

Avec le temps les processus internes modifient le profil littoral des bassins d'eau et une partie des sédiments remonte à la surface terrestre où ils sont soumis à l'action de facteurs externes. Et un nouveau cycle est déclenché correspondant à une situation nouvelle.

§ 2. Processus externes

Dans les processus externes sont entraînées la surface terrestre et les parties supérieures de l'écorce terrestre du fait de l'interaction avec l'atmosphère, l'hydrosphère et la biosphère. Ces processus sont à la fois destructeurs et créateurs. L'action destructive se manifeste au cours d'altération et d'érosion. L'action créatrice implique la formation de roches en de nouveaux endroits ainsi que la formation de minéraux utiles.

Altération et décomposition

Sous ces termes on comprend l'ensemble de processus de destruction mécanique et chimique de roches sous l'effet de variation de températures, d'action chimique de l'eau circulant dans les couches supérieures de la lithosphère et des gaz se trouvant dans l'atmosphère et dissous dans l'eau, ainsi que sous l'influence des organismes vivants et des plantes. On distingue en conséquence l'altération physique, chimique et organique dont les manifestations sont étroitement mêlées, mais suivant les conditions naturelles l'influence d'une des formes d'altération à une certaine étape peut devenir dominante. La zone de l'écorce terrestre soumise à l'altération est dite zone d'altération. Les roches s'y transforment en des formations meubles.

La profondeur impliquée dans le processus d'altération de l'écorce terrestre est variable et peut parfois atteindre 500 m, mais la couche où ces processus sont les plus intenses ne s'étend qu'à quelques dizaines de mètres.

L'altération mécanique ou physique est la destruction des roches sous l'effet des oscillations de températures. L'insolation des roches durant le

jour produit une dilatation, tandis que le refroidissement nocturne provoque une contraction. Il s'ensuit une rupture de cohésion mutuelle des grains de la roche provoquant l'éclatement, puis la fragmentation qui donne naissance à des éboulis. L'altération physique est la plus sensible dans les régions à fortes variations diurnes de la température.

La destruction des roches sous l'effet des variations de températures est sensiblement renforcée par l'eau, surtout dans les régions où les fréquentes oscillations de température s'effectuent autour du point de congélation (congélifraction).

L'altération chimique est la destruction des roches sous l'effet de l'action chimique de l'eau chargée de diverses solutions minérales ainsi que de gaz atmosphériques. Ces actions sont particulièrement intenses sous des climats humides et chauds.

La décomposition organique est le processus de destruction des roches sous l'influence des organismes vivants et des plantes. On distingue la destruction mécanique et la destruction chimique des roches par les organismes vivants et les plantes. Les musaraignes, les vers, les racines des plantes effritent les roches. Mais en même temps les racines des plantes dégagent des acides qui aident aussi à décomposer les roches. Les divers microorganismes vivant dans la roche contribuent également à accumuler les substances chimiques actives qui la désintègrent.

Une partie des produits d'altération est dissoute ou emportée loin de la roche mère, tandis que l'autre partie plus résistante dans les conditions envisagées reste sur place et devient un sol résiduel, un *éluvium*. Sa limite inférieure est irrégulière et on n'y distingue pas de traces de stratification.

L'éluvium compose le manteau de débris (régolite) actuel. Mais comme l'altération et la décomposition ont également marqué les époques géologiques passées, le manteau de débris de ces époques est dit ancien ou fossile. L'étude du manteau de débris présente beaucoup d'intérêt. Il recèle nombre de gîtes de minéraux utiles : minerais de fer, de manganèse, d'aluminium, de nickel, etc., ainsi que certains gisements de pétrole (district Chaïmski de la région de Tioumen et autres). L'épaisseur du manteau de débris peut varier des fractions du mètre jusqu'à 100 m et plus. La couche supérieure du manteau de débris actuel supportant la végétation porte le nom de sol (végétal).

Erosion

On appelle érosion l'ensemble des phénomènes de la dégradation des roches superficielles ainsi que le transport des produits de dégradation dans les dépressions du terrain où s'effectue leur accumulation.

On groupe sous le terme d'érosion l'activité éolienne, des eaux courantes, des eaux souterraines, des glaciers, des mers et des lacs, le transport de matériaux sous l'effet de la pesanteur. L'érosion contribue à enlever des produits d'altération et favorise ainsi l'altération suivante des roches. Sous l'effet de l'action commune de l'altération et de l'érosion certaines formes du relief sont détruites, tandis que d'autres sont construites.

Activité géologique du vent : l'activité éolienne résulte des mouvements de l'air au sein de la troposphère. Elle effectue l'évacuation par le vent des matières (déflation) et l'attraction (corrasion) des roches. Le vent soulève les menus produits d'altération et les emporte à de grandes distances, quelquefois dépassant 2000 km. L'évacuation par le vent des matières est intimement liée à l'action mécanique sur les roches soumises à la dégradation du vent chargé de sable responsable de la corrasion des roches.

Le rôle accumulatif et créateur de l'activité du vent consiste en la formation de dépôts continentaux et de modelé du terrain éolien par transport de particules de roches dégradées des lieux de déflation.

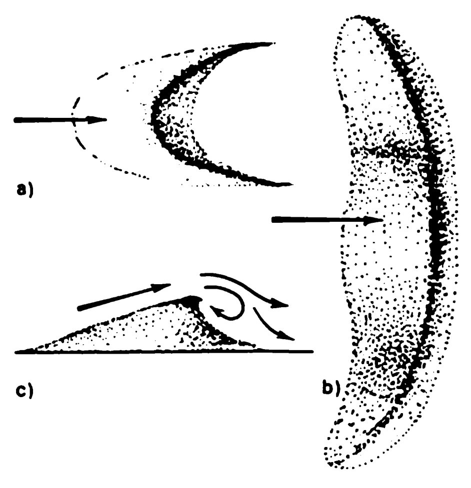


Fig. 4. Barkhanes (*a* , *b*) et dunes (*c*)

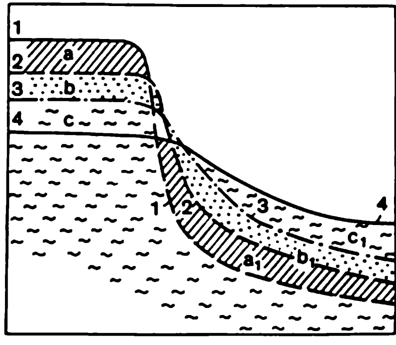


Fig. 5. Schéma montrant la formation d'éluvion

Surfaces de pente : *1*, séquence initiale des couches *c*, *b*, *a*; *2*, *3*, suivantes ; *4* , nivelée par érosion en nappe ; a_1, b_1, c_1, assises de dépôts déluviaux

Les formes éoliennes du relief se rencontrent le plus souvent dans les déserts et sur les côtes sableuses. Dans les déserts sous l'action du vent il se forme sur un plancher plan des buttes appelées barkhanes (fig. 4, *a*, *b*). La taille des barkhanes atteint de 20 à 30 m. En se groupant les barkhanes présentent des files quelquefois de plusieurs dizaines de kilomètres et d'une hauteur de 50 à 70 m. Les barkhanes et les files de

barkhanes peuvent se déplacer et se regrouper en fonction de l'intensité des vents saisonniers à la vitesse allant jusqu'à 30 à 40 m/an.

Sur les côtes sableuses de mers et de lacs, dans les vallées de fleuves à végétation clairsemée, le vent construit des dunes, le plus souvent de forme ovale (fig. 4, *c*). En s'associant les dunes littorales forment des chaînes de dunes de 10 à 15 m de taille qui s'allongent parallèlement à la côte. De même que les barkhanes les dunes peuvent se déplacer et envahir les terres mises en valeur.

Activité géologique des eaux courantes. Les eaux courantes superficielles effectuent un travail destructeur et créateur en s'écoulant en contrebas des terrains. L'activité destructrice dans ce cas se manifeste en contrehaut, tandis que l'activité créatrice accomplit l'accumulation de dépôts dans les dépressions du terrain.

On distingue trois formes d'activité destructrice des eaux courantes : érosion en nappe, érosion linéaire et coulée de boue.

L'érosion en nappe ou par ruissellement pluvial se manifeste dans l'activité affouillante des eaux pluviales ou de fonte sur toute la surface des pentes et des lignes de partage. Du fait de la dégradation il s'accumule aux pieds des pentes et des hauteurs des matériaux appelés *déluvium* (fig. 5).

L'érosion linéaire ou tout simplement érosion est l'activité destructrice de cours d'eau : fleuves, ruisseaux, etc.

A la suite de l'action de petits ruisseaux de nature parfois éphémère dans les régions formées de sédiments meubles se dégradant facilement il se forme des ravins. La formation des ravins est facilitée par l'absence de végétation, le défrichement des pentes, etc. Si le ravin est coupé de petites ravines, il se forme avec le temps des ravins adjacents. Le ravin se développe en profondeur et quand il atteint le niveau des eaux souterraines une source apparaît au fond.

Les eaux de sources en s'écoulant vers le bas suivant le ravin se gonflent de plus en plus d'eaux souterraines et se transforment en rivières. En confluant les rivières constituent des cours d'eau plus grands, les fleuves. Les rivières et les fleuves peuvent également résulter de la fonte des glaciers, quelques fleuves sortent de même des lacs.

L'activité géologique des fleuves aboutit à l'érosion du fond (érosion verticale) et des berges (érosion latérale), au transport des débris en aval du cours d'eau et à leur dépôt.

L'érosion verticale s'observe sur les secteurs d'écoulement les plus rapides. Le degré d'approfondissement est fonction de la composition des roches constituant le fond du fleuve. Là où s'étalent des roches dures, l'érosion verticale se ralentit et favorise le développement de rapides, de barres et de ruptures de pentes transversales. Les grandes ruptu-

res de pente transversales portent le nom de chutes d'eau. Les ruptures de pente peuvent également être liées à d'importants accidents de fractures. Les chutes verticales d'eau engendrent des tourbillons et creusent au bas des cavités de plusieurs mètres, les bassins d'érosion. L'affouillement de la base conduit aux écroulements de roches supérieures et au recul progressif de la chute en amont du fleuve.

Le creusement du lit du fleuve s'effectue à partir de l'embouchure vers la source. Le niveau du fleuve à l'embouchure au-dessous duquel il ne peut approfondir son lit s'appelle base d'érosion. Il correspond au niveau de la mer ou du lac qui reçoivent le fleuve. Le creusement du lit en amont continue jusqu'à la formation du profil d'équilibre longitudinal pour lequel s'établit un équilibre entre l'érosion et l'accumulation. Le profil d'équilibre longitudinal est une courbe concave régulière qui s'élève en pente douce depuis la base d'érosion et atteint le maximum de raideur aux sources de la rivière (fig. 6).

L'érosion latérale contribue à l'élargissement général de la vallée fluviale. Les berges formées de roches meubles sont facilement érodées. Dans les roches dures l'eau creuse des gorges profondes aux berges abruptes appelées cañons. L'érosion latérale se manifeste le plus dans les secteurs du fleuve où la vitesse est faible.

La vallée du fleuve s'élargit grâce à la formation de méandres (de boucles), ainsi que du fait de crues de printemps. La formation de méandres est régie par la présence dans les berges du fleuve de divers obstacles (éboulement, glissements de terrains, déport d'affluents latéraux) obligeant le fleuve de se déporter vers la berge opposée. Le fleuve commence à affouiller cette berge en formant un coude. La berge concave ainsi affouillée devient plus abrupte, quant à la berge convexe elle s'adoucit. Près de cette berge des *alluvions* se déposent et conduisent à la formation d'un banc de sables. En rebondissant sur la berge concave les filets d'eau se dirigent vers la berge opposée et en l'affouillant recommencent à former la sinuosité suivante. C'est ainsi que le fleuve affouille successivement ses berges et agrandit les méandres, et, partant, la vallée (fig. 7).

Les méandres se déplacent non seulement latéralement mais aussi en aval du cours d'eau. En outre les roches en place de la vallée sont érodées, plus cette dernière se remplit de dépôts fluviaux. C'est ainsi que naissent les terrasses fluviales. En périodes de crues une partie de la vallée, dite plaine inondable, se couvre d'eau. L'eau nivèle le relief de la plaine inondable et contribue au dépôt sur cette dernière de débris de matériaux ainsi qu'à la formation de terrasses de recoupement (fig. 8). En outre l'écoulement rapide des eaux peut percer les pédoncules étroits des méandres et se creuser un nouveau lit. Après la décrue à la place des

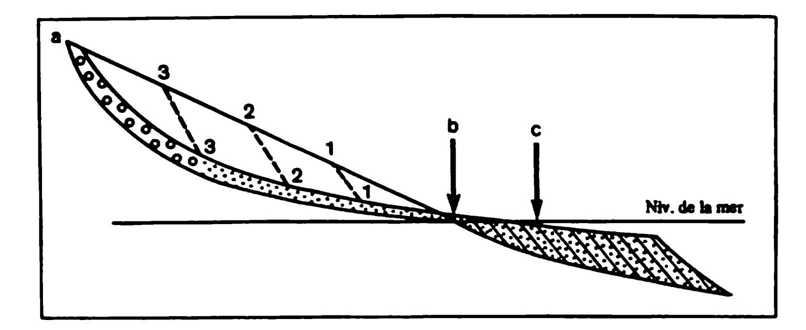


Fig. 6. Schéma de formation du profil en long d'une vallée fluviale

Position de la vallée ; *1-1*, initiale ; *2-2* et *3-3*, suivantes ; *a*, tête du fleuve ; bases d'érosion : *b*, au début ; *c*, à l'étape suivante

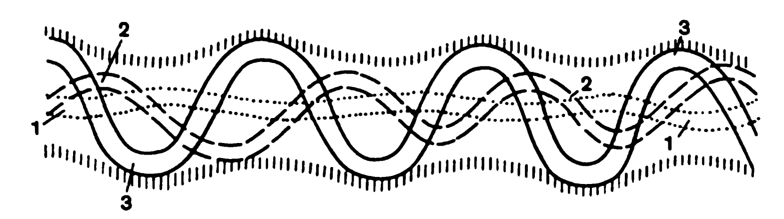


Fig. 7. Schéma d'élargissement de la vallée fluviale

1, vallée initiale du fleuve ; *2*, *3*, stades de développement des boucles du fleuve et d'élargissement de la vallée

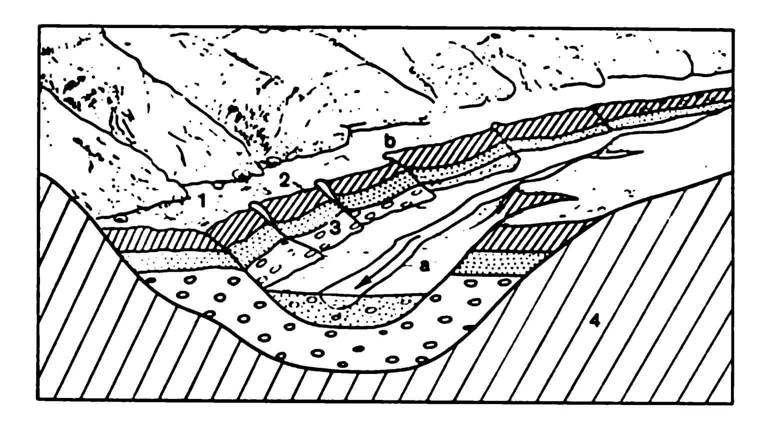


Fig. 8. Schéma du profil transversal de vallée fluviale

Terrasses : *a*, de recoupement , *b*, d'au-dessus du lit majeur ; *1*, surface de la terrasse ; *2*, bord de la terrasse ; *3*, abrupt de la terrasse ; *4*, fonds rocheux

méandres abandonnés apparaissent de petits lacs ayant la forme de croissants, des bras morts dans lesquels se déposent également des alluvions.

La majeure partie des alluvions se dépose à l'embouchure du fleuve en formant un delta qui par ses bras nombreux est divisé en une multitude d'îles.

Les dépôts déltaïques d'anciens fleuves présentent un grand intérêt vu qu'ils peuvent être le siège d'importantes accumulations de pétrole et de gaz.

La vie de chaque fleuve est marquée par une évolution cyclique particulière. Chaque cycle d'érosion comprend trois stades : le stade de la jeunesse, où prédomine l'érosion verticale, le stade de la maturité auquel correspond un intense développement de l'érosion latérale et celui de la vieillesse quand l'érosion du fleuve s'arrête. Par suite de l'abaissement de la base d'érosion, de l'accumulation de dépôts dans le bassin du fleuve ou du fait de l'élévation d'une partie quelconque de son bassin il peut se produire un rajeunissement du cours d'eau conduisant à la répétition du cycle. Alors le fleuve commence à éroder intensivement ses propres alluvions en creusant le lit et en conservant de la plaine inondable des aires de largeurs différentes. La vallée commence à se remplir progressivement de nouvelles alluvions, et au-dessus de la nouvelle plaine inondable apparaît une nouvelle terrasse d'accumulation (alluviale).

Dans les régions montagneuses un grand travail destructeur est réalisé par les courants de boue, courants d'eau turbulents constitués de coulées de boue et de pierres. Les coulées de boue apparaissent à la suite de pluies diluviennes et d'une intense fonte de neige et s'écoulent à grandes vitesses le long de lits de petites rivières parfois à vallées mortes. Les dépôts de coulées de boue portent le nom de *proluvions*. Les proluvions forment des cônes de déjection (delta mort). Les coulées de boue sont très dangereuses pour les villes et les villages. Actuellement une lutte intense est organisée contre ces dangers par création de digues et d'explosions dirigées, etc.

Activité géologique des eaux souterraines. On appelle eaux souterraines toutes les eaux se trouvant au-dessous de la surface de la Terre, ainsi que de celle du fond des nappes d'eaux superficielles et des cours d'eau. Elles peuvent être alimentées soit par des sources atmosphériques, soit par celles se trouvant en profondeur (magmatiques ou telluriques), elles peuvent également se former du fait de la déshydratation des roches.

Les eaux d'origine atmosphérique sont appelées eaux vadeuses. On suppose que la plus grande partie des eaux vadeuses s'est formée par infiltration dans le sol et les roches des eaux superficielles (théorie

d'infiltration). Dans une moindre mesure la formation des eaux vadeuses peut être attribuée à la condensation des vapeurs d'eau contenue dans l'air de l'atmosphère dans les pores, les fractures et autres cavités des roches (théorie de condensation).

Les eaux d'origine profonde, magmatique (tellurique) sont appelées juvéniles. Elles proviennent de l'oxygène et de l'hydrogène dégagés du magma. Il est admis qu'à l'état pur les eaux juvéniles ne se rencontrent pas car elles se mélangent avec les eaux vadeuses.

Les eaux de déshydratation ont un rôle très faible dans l'alimentation des eaux souterraines.

Suivant les conditions de gisement on distingue parmi les eaux souterraines les eaux du sol superficiel, les eaux de fond ordinaires et les eaux artésiennes (captives).

Les eaux du sol superficiel se trouvent dans la couche du sol adjacente à la surface terrestre. Sous l'angle hydrodynamique ce sont des eaux perchées vu que les roches constituant la couche du sol superficiel sont asséchées par l'air. La zone intermédiaire entre le sol superficiel et le niveau des eaux de fond est appelée zone d'aération (fig. 9). Les eaux

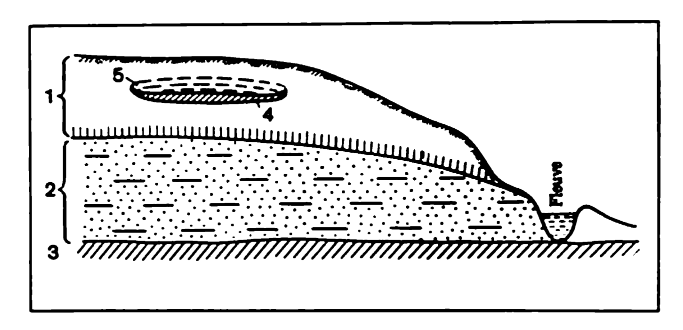


Fig. 9. Schéma montrant la disposition des eaux de fond et de la table d'eau (verkhovodka) (d'après G. Soukharev)

1, zone d'aération ; *2*, eaux de fond ; *3*, roches imperméables ; *4*, eaux capillaires ; *5*, table d'eau (verkhovodka)

souterraines peuvent s'accumuler de même dans la zone d'aération au-dessus de lentilles de roches peu perméables au cas de pluies et de fonte de neige abondantes. Ces eaux saisonnières portent le nom de table d'eau perchée (verkhovodka). Les eaux de fond reposent sur la première couche étanche de la région au-dessous de la surface du sol. Les eaux captives remplissent les couches perméables sous-jacentes à l'horizon des eaux de fond libres et à la différence de ces dernières elles sont insérées entre des roches imperméables.

Les couches saturées d'eau sont dites aquifères. Ce sont pour l'essentiel des couches sous pression (captives) ou artésiennes. L'aire d'extension d'un ou de plusieurs horizons d'eaux captives est appelée bassin artésien. On distingue dans les bassins artésiens l'aire d'alimentation, l'aire sous pression et de drainage ou de décharge (fig. 10).

Suivant la charge des eaux tout point du bassin artésien présente une pression hydrostatique et un niveau piézométrique. On dénomme niveau piézométrique l'horizon jusqu'auquel montent les eaux captives dans un puits de sondage, quant à la pression hydrostatique elle caractérise la hauteur de la colonne d'eau entre le niveau piézométrique et le toit de l'horizon aquifère.

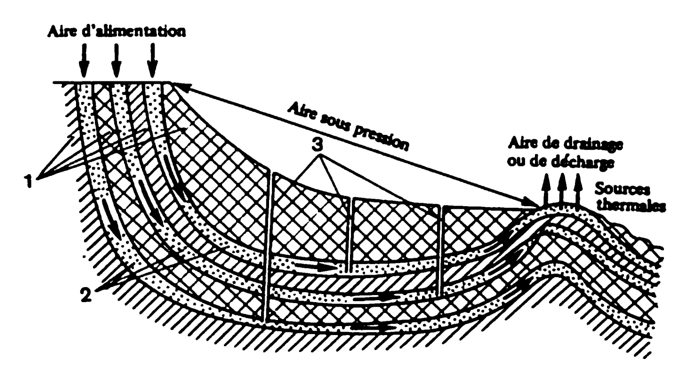


Fig . 10 . Schéma d'arrangement d'un bassin artésien (d'après G . Soukharev)
1, roches imperméables ; *2*, couches perméables avec eau captive ; *3*, puits à écoulement spontané ; les flèches indiquent le sens d'écoulement des eaux souterraines

L'action destructrice des eaux souterraines se manifeste dans la dissolution et l'érosion mécanique des roches. Elle est la cause des phénomènes karstiques, de la suffosion et des glissements de terrains.

Les phénomènes karstiques englobent les processus de dissolution, de lessivage des roches et de formation en leur sein de cavités dues à l'activité des eaux souterraines. Les phénomènes karstiques sont le plus répandus dans les calcaires, les dolomies, les gypses, les anhydrites. Si le toit des cavités souterraines produites par les phénomènes karstiques s'effondre il se forme à la surface des dépressions, des dolines en entonnoir.

La suffosion (sapement) est l'évacuation mécanique de pareelles de poussière de roches meubles par les eaux souterraines entraînant l'affaissement des assises supérieures avec formation à la surface de petites dépressions en entonnoir, en forme de cuvettes ou de soucoupes. C'est dans le lœss que la suffosion reçoit le plus grand développement.

Le glissement de terrains est le détachement en blocs de roches (paquets de terrains) de la masse principale et leur déplacement sous l'effet de la pesanteur suivant une pente. Le paquet de terrains se déplace généralement le long d'une surface glissante d'une couche étanche d'argiles gonflées par la pluie, les eaux résiduaires, etc. ayant pénétré dans l'assise des roches meubles reposant sur la pente. Les phénomènes de glissement portent un grand préjudice à l'économie nationale.

L'activité créatrice des eaux souterraines est en rapport avec le dépôt de substances dissoutes précipitées des eaux souterraines dans les conditions favorables.

Dans les cavernes karstiques des solutions se dégage le bicarbonate de calcium qui revêt les parois d'un enduit et forme dans les grottes des concrétions en colonnes rappelant des glaçons suspendus à la voûte, les stalactites, et s'élevant du plancher, les stalagmites. Ces formes en se rejoignant remplissent les cavités karstiques. Si la composition des sels est différente, les empilages formés dans les cavités karstiques acquièrent une composition minérale variée (limonite, calcite, gypse, opale).

Les matières minérales peuvent également obstruer les pores des roches meubles et les cimenter. Ainsi, les sables se transforment en grès, les galets en conglomérats, etc.

La genèse de plusieurs gisements de minéraux utiles est en rapport avec l'activité des eaux souterraines. Cela a lieu quand les eaux souterraines proviennent des grandes profondeurs et possèdent une température élevée. En se refroidissant dans les parties supérieures de l'écorce terrestre une partie de la matière dissoute est précipitée sous forme de sédiments en engendrant dans les fractures et les cavités de roches des filons minéraux. C'est ainsi que se sont formés les gisements filoniens hydrothermaux (d'argent, d'or, de plomb, de cuivre, de zinc, etc.).

Certains gisements sont en rapport avec l'activité des sources, émergence naturelle d'eaux souterraines à la surface. Les sources déposent des tufs calcaires et siliceux, des hématites brunes, des composés de cuivre, etc. Les sources contenant des substances médicinales sont dites minérales. Sur la base de ces nombreuses sources on a construit en U.R.S.S. des stations de cure et de repos universellement connues.

On commence à utiliser les eaux thermales chaudes des horizons gisant à de grandes profondeurs à des fins industrielles. Une expérience est déjà acquise en U.R.S.S. de la construction de stations électriques exploitant la chaleur des eaux thermales pour le chauffage des locaux, des serres, etc.

Activité géologique des glaciers. Les glaciers se forment dans les régions à température moyenne annuelle négative. La ligne des neiges sert d'une limite inférieure de formation des glaciers. Ces derniers se forment aux dépens d'accumulation de neiges qui ne fondent pas même en été. Près de 98,5 % du territoire occupé par les glaciers actuels se situent dans les régions polaires où la ligne des neiges est au niveau des océans, seuls 1,5 % appartiennent aux glaciers des hautes montagnes. L'épaisseur de la couverture glacière atteint en Antarctide, par exemple, de 3 à 4 km.

En tombant les cristaux de neige soumis à l'action des rayons solaires fondent et se transforment en granules de névé qui après tassement deviennent de la glace blanche de névé cimenté par la gelée. Le tassement ultérieur de la glace cimentée aboutit à la formation de la glace profonde des glaciers.

On distingue trois classes de glaciers : les glaciers des vallées (type alpin), les glaciers du plateau (type scandinave) et les calottes glacières (type groenlandais).

L'action de dégradation des glaciers se manifeste en un rabotage ou exaration. Grâce à une grande épaisseur et une densité élevée les glaciers en se déplaçant effectuent un énorme travail destructeur. Le relief soumis à l'action des glaciers prend des formes arrondies. En descendant des vallées fluviales, les glaciers les transforment en vallées glaciaires au profil longitudinal en U appelé auge.

Au cours de son mouvement le glacier transporte et dépose des matériaux détritiques appelés *moraine*. On distingue les moraines mouvantes et les moraines déposées.

A leur tour les moraines mouvantes se divisent en moraines superficielles (latérales et médianes), internes et de fond (fig. 11). Les moraines latérales se forment sur les bords du glacier en débris de roches ayant glissé des montagnes. Les moraines médianes résultent des moraines latérales à la confluence de deux glaciers. Les moraines internes proviennent des débris pénétrant dans le corps du glacier par les fractures ou ensevelis sous la neige. Les moraines de fond (inférieures) se forment grâce aux débris de roches gelés dans la partie inférieure du glacier.

Les moraines déposées sont classées en moraines de fond (till, argiles à blocaux), terminales et longitudinales (drumlins). Les moraines de fond apparaissent après la fonte du glacier à partir des moraines inférieures et internes, les moraines terminales se déposent à l'arrêt du glacier, sous forme de vallum arqué contournant la langue du glacier, les moraines longitudinales se présentent en forme de collines alongées (drumlins) parallèlement au mouvement de la glace et proviennent des moraines latérales et médianes ; elles sont constituées de matériaux détri-

tiques grossiers déposés au cours de la fonte du glacier à la surface de la moraine de fond.

La fonte du glacier engendre différents cours d'eau (rivières, ruisseaux, etc.) qui contribuent à l'apparition de dépôts fluvio-glaciaires : ensembles triés de blocs, de galets, de sables, de limons et d'argiles. Dans les lacs glaciaires se forment des dépôts glaciaires (argiles à varves).

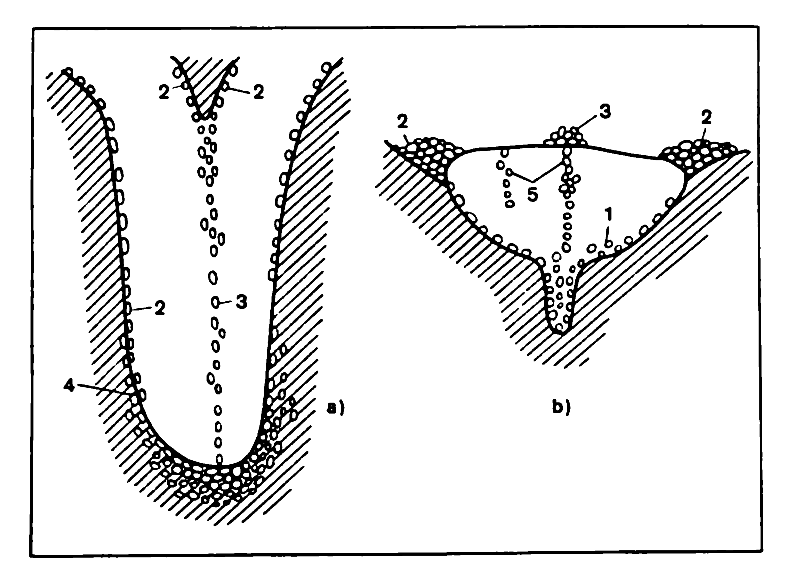


Fig. 11. Glaciers des vallées et ses moraines

a, en plan ; *b*, en coupe transversale. Moraines : *1*, de fond ; *2*, latérales ; *3*, médianes ; *4*, terminales ; *5*, internes

Activité géologique des mers et des océans. D'immenses masses d'eau des océans et des mers se trouvent en mouvement continu. Au cours de son activité géologique la mer détruit les roches constituant les côtes, émiette les produits de destruction des roches, les déplace, trie et dépose sous forme de sédiments. Au cours de la vie géologique de la Terre les mers ont modifié leurs frontières plusieurs fois en inondant d'énormes surfaces de terre ferme. Au fond des mers se sont déposées d'épaisses assises de sédiments qui avec le temps sont devenues des roches sédimentaires.

Le fond des mers et des océans est réparti en plusieurs zones se caractérisant par des conditions physico-géographiques particulières de sédimentation et de composition du monde organique. Ce sont la plate-

forme continentale, le talus continental et le fond océanique de la Terre avec ses cuvettes profondes (fig. 12).

La zone la moins profonde s'étendant entre 0 et 200 m porte le nom de plate-forme continentale ou de zone néritique. Elle occupe 7,6 % de la surface du fond marin. La largeur moyenne de la plate-forme continentale est d'environ 70 km, l'extension maximale se situant entre 400 et 600 km. Sa formation est en rapport avec l'abaissement progressif de la terre ferme et l'envahissement de cette dernière par la mer. Les plates-formes continentales sont des prolongements sous-marins des continents, et, partant, leur surface a un relief semblable à celui du terrain voisin.

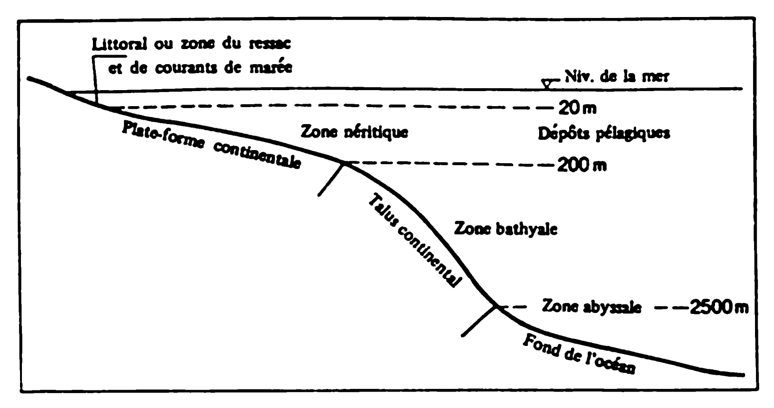


Fig. 12. Distribution des zones du fond marin

Dans l'intervalle des profondeurs de 200 à 2500 m se situe le talus continental ou zone bathyale. La pente du fond dans les limites du talus continental atteint plusieurs degrés. Sa surface est de 15,3 % de celle du fond océanique. Le talus continental se caractérise par des grandes profondeurs, une faible pénétration de la lumière et des mouvements lents de l'eau (exception faite pour les régions présentant des courants marins). Le relief du talus continental est tourmenté, entaillé, parfois accidenté de profonds cañons sous-marins dirigés de la plate-forme vers la zone des grandes profondeurs.

Le fond océanique ou zone abyssale s'étend à des profondeurs allant de 2500 à 6000 m où règnent une obscurité absolue et des basses températures. Des croupes ou dorsales sous-marines ainsi que de très profondes cuvettes rendent irrégulier le fond.

L'action destructive de la mer porte le nom d'abrasion. Elle est due à des vagues engendrées par le vent, par les courants marins, les marées qui détruisent les côtes et les sédiments de la zone de la plate-forme. La profondeur d'action de l'abrasion ne dépasse pas 200 m, autrement dit,

la profondeur d'action des vagues de vent. La hauteur des vagues de vent atteint parfois 15 m, elle est fonction de la force du vent, de la durée d'action de ce dernier et de la profondeur de la mer. L'action des vagues de vent est la plus destructive près des côtes rocheuses et abruptes. Les galets et les blocs de grosse taille dont sont chargées les vagues augmentent la force destructive de ces dernières. Elles entaillent le pied de la falaise en y creusant des encoches que les roches surplombent en corniche. Quand la profondeur des encoches s'agrandit, les roches de la corniche s'effritent et s'écroulent. La falaise recule ainsi de plus en plus de la mer et laisse la place à une banquette régulière appelée terrasse d'abrasion. Le développement rapide des terrasses d'abrasion s'effectue avec l'abaissement du continent et son envahissement par la mer (transgression). Avec le recul de la mer (régression) il se forme une terrasse marine constituée des restes de l'ancienne terrasse d'abrasion que complète la terrasse d'accumulation.

Les courants marins sont engendrés par des vents constamment soufflant : les vents alizés et les moussons. Les courants marins sont chauds (Gulf Stream, Kuroshio) ou froids (Groenlandien, Labradorien, Californien). Ces courants effectuent également un grand travail destructeur pour l'essentiel dans la zone de la plate-forme. On a décelé plusieurs courants à de grandes profondeurs. C'est ainsi que le contre-courant de Lomonossov traverse l'océan Atlantique dans sa partie équatoriale de l'Ouest à l'Est. Les chercheurs soviétiques ont ainsi découvert des courants de fond dits courants de turbidité. Ils facilitent le redépôt de sédiments de fond dans les eaux très profondes de l'océan.

Les marées dues à l'action simultanée de la Lune et du Soleil effectuent leur action destructive aussi bien sur les côtes que sur le fond marin. Sur la côte les courants de marées construisent deux terrasses d'abrasion. Leur action est particulièrement intense dans les passages resserrés entre les îles et aux embouchures des fleuves se déversant dans la mer aux endroits soumis aux marées. Pour ces fleuves au lieu des deltas il se forme des bouches élargies en entonnoir appelées estuaires. Les courants de marées mettent en jeu toute la couche d'eau et creusent dans les détroits des cañons sous-marins en y empêchant l'accumulation de matériaux détritiques.

L'activité créatrice de la mer se manifeste dans l'accumulation de dépôts ou la sédimentation. Les différentes zones du fond des mers et des océans se caractérisent par des processus de sédimentation propres.

Dans la zone de la plate-forme continentale on est en présence d'une formation de dépôts détritiques, chimiques et organiques. Soulignons que la grande majorité des roches sédimentaires résulte d'une mer peu profonde.

Les dépôts détritiques proviennent de la destruction des roches préexistantes sous l'effet de l'altération, de l'érosion, au cours du transport vers le bassin de leur accumulation et du fait de la différenciation des débris pendant leur sédimentation. Le matériau détritique se dépose sur toute la plate-forme aussi bien près de la côte qu'au loin de cette dernière. Dans la zone littorale les vagues perpendiculaires à la côte construisent avec des matériaux de grosse et moyenne taille des cordons hauts de 1 à 5 mètres et sur le littoral océanique, de 10 à 12 m. Près des saillants de la côte les vagues créent des flèches littorales, longues de plusieurs dizaines de kilomètres. La flèche peut progresser à l'encontre d'une autre flèche ou bien en direction de la côte en cordon littoral. Le cordon long de dizaines et de centaines de kilomètres et large de plusieurs dizaines de mètres porte le nom de barre. Les cordons littoraux et les barres font séparer la mer des lagunes communiquant avec des ensembles sédimentaires qui présentent un grand intérêt pour les recherches du pétrole et du gaz.

L'accumulation de matériaux détritiques dans la zone de la plate-forme a ses particularités. Les matériaux détritiques de la plus grosse taille se déposent près de la côte. Ils diminuent de plus en plus en direction de la mer et à la profondeur de 20 à 25 m se présentent sous forme de sables. Dans les lagunes on trouve des sables et des argiles. Dans les lagunes dessalées contiguës aux embouchures de fleuves le principal dépôt est le sable. Les sédiments des lagunes salées sont constitués par des sels gemmes, les sels de calcium, les gypses, les anhydrites, etc. Aussi les sédiments d'anciennes lagunes sont souvent le siège de gîtes de minéraux utiles, de même que de pétrole, de charbon et de schistes combustibles.

Les dépôts chimiques se forment sur la plate-forme continentale du fait des phénomènes chimiques ayant lieu dans un milieu aqueux. Les eaux déversées des continents dans la mer sont chargées de sels de calcium et de magnésium qui sont précipités sous forme de calcite et de dolomite. Avec l'approfondissement progressif de la plate-forme des conditions apparaissent favorisant le dépôt des carbonates d'origine chimique et organique, ce qui conduit à l'accumulation d'épaisses sédiments de calcaires et de dolomies.

Les dépôts organogènes sont composés de restes d'organismes vivants, animaux et plantes. Ils sont essentiellement constitués de calcaires conchyliens et coralliens. Dans la formation des calcaires conchyliens participent les coquilles en aragonite de divers animaux. Avec la mort des animaux l'aragonite se transforme en calcite, composant principal du calcaire. La transformation des débris de coquilles en une roche s'accompagne du comblement des vides entre ces dernières, par exemple par des algues dégageant de la chaux.

Dans la formation des calcaires coralliens le rôle principal est dévolu aux coraux, animaux infimes qui dégagent du carbonate de calcium et en construisent des charpentes en calcaire. En s'assemblant les coraux constituent des colonies de formes diverses dans la zone de la plate-forme, sur une bande de 10 à 40 m de profondeur au voisinage de la limite inférieure de la plus grande basse mer au sein d'une eau mobile et pure de température d'environ 20 °C. C'est pourquoi ces édifices coralliens apparaissent le long du littoral en formant des récifs frangeants. Lorsque le fond marin s'abaisse lentement, les coraux inférieurs meurent, au-dessus apparaissent de nouvelles colonies de ces organismes constructeurs et le récif frangeant se transforme peu à peu en récif-barrière qui borde le rivage à une grande distance. Les coraux construisent également des édifices autour des îles. Avec l'abaissement du fond on voit apparaître des récifs coralliens annulaires, qu'on appelle atolls. Le développement des récifs n'est possible dans ce cas que si la vitesse d'abaissement du fond correspond à celle de l'accroissement de l'édifice corallien. Les colonies d'organismes constructeurs édifient le squelette du récif sur lequel trouvent refuge divers animaux et plantes ; leurs restes participent également à la formation des massifs récifaux.

L'abaissement rapide du fond provoque la mort des constructeurs de récifs, leur édification cesse et avec le temps ils se recouvrent d'autres dépôts. Les récifs enterrés présentent un grand intérêt pour la recherche du pétrole et du gaz. Les conditions de gisement des récifs ainsi que leur structure interne sont favorables à l'accumulation en leur sein du pétrole et du gaz. La zone de plate-forme des mers actuelles sert à nos jours d'objet des études minutieuses.

Les dépôts de la zone bathyale se caractérisent par l'homogénéité et une finesse plus grande des débris que le complexe de la plate-forme. Ce sont pour l'essentiel des vases terrigènes bleues, rouges et vertes, de boues grises volcaniques et des vases calcaires. Leur épaisseur totale atteint souvent des centaines et des milliers de mètres.

Parmi les dépôts de la zone abyssale dominent les matériaux de texture granuleuse encore plus fine, les argiles rouges des grands fonds formés aux dépens de l'activité volcanique, des poussières éoliennes et des fractions de coquilles calcaires, etc. Dans cette zone se déposent également des vases calcaires et siliceuses d'origine organique.

Activité géologique des lacs. Suivant les dimensions des nappes d'eau stagnantes cette activité se déroule différemment. Dans les grands lacs aux surfaces de dizaines et de centaines de mille kilomètres carrés (mer Caspienne, mer d'Aral, lac Baïkal, etc.) leur activité rappelle celle des mers. Dans les lacs de faible étendue c'est le processus de sédimentation qui prédomine.

Parmi les sédiments lacustres on distingue les dépôts détritiques chimiques et organogènes. Les dépôts détritiques sont composés de fractions de matériaux apportées par les fleuves, les vents, les courants, les vagues de vent. La composition des dépôts chimiques est essentiellement en fonction de la minéralisation des eaux lacustres. Si le lac est alimenté par des eaux courantes et souterraines riches en acides organiques et en sels de fer, il se dépose sur leur fond des minerais de fer en forme de poudre ou de granules de limonite, des oxydes manganiques, des bauxites. Dans les lacs salés s'accumule du sel ordinaire, le mirabilite, etc. Les dépôts organogènes sont constitués d'animaux et de plantes morts. Au fond des lacs repose un mélange de vases minérales et organiques, appelé vase putride ou sapropel. Son dépôt est principalement dû à la décomposition des algues inférieures et des êtres vivants du plancton. Les dépôts du sapropel au fur et à mesure de la formation des marais se couvrent de tourbe, produit de décomposition à l'abri de l'air de la végétation morte (laîche, jonc, etc.). La formation des tourbières est le processus essentiel de l'activité géologique des marais.

§ 3. Diagenèse

Les processus externes mentionnés plus haut conduisent à la formation de sédiments qu'on peut diviser en deux grands groupes, les sédiments marins et continentaux. Les sédiments meubles sous l'action de facteurs physico-chimiques et biochimiques subissent des modifications pendant un temps prolongé et se transforment peu à peu en roches sédimentaires. Ce processus s'appelle diagenèse.

La genèse des roches sédimentaires est le résultat d'interaction entre les parties composantes du dépôt ainsi qu'avec le milieu environnant. L'interaction des parties composantes du dépôt peut donner lieu à une recristallisation, à la formation de concrétions et de minéraux plus stables aux dépens de fractions moins stables, à la transformation chimique. L'interaction des dépôts avec le milieu environnant consiste en leur tassement, dissolution et élimination de fractions instables, formation de nouveaux minéraux, modifications chimiques, déshydratation et cimentation des dépôts.

Les processus de recristallisation et de dissolution conduisent souvent à la formation dans les sables et les calcaires caverneux de concrétions et de différents agrégats cristallins. Lors de l'interaction chimique des composants de dépôts il s'effectue une réduction d'oxydes en présence des matières organiques. La formation de dolomite est en rapport avec la substitution du magnésium au calcium dans le calcaire primaire sous l'action d'eau de mer. Le gaz carbonique et le sulfure d'hydrogène con-

tenus dans le milieu environnant favorisent le passage d'oxydes en protoxydes. La réduction de l'oxyde ferrique en ferreux est due à des bactéries particulières absorbant de l'oxygène et dégageant le gaz carbonique.

Les sables et les aleurites (vases) par tassement et cimentation se transforment en grès et en aleurolithes (grès fins).

Le processus de diagenèse est à ce qu'il paraît en rapport avec la genèse du pétrole et du gaz combustible à partir des matières organiques contenues dans les roches. La transformation successive des restes de plantes à l'abri de l'air en tourbe, lignite brun et anthracite s'effectue également au cours des processus de diagenèse.

§ 4. Processus géologiques endogènes

Actuellement la chaleur radiogène, dégagée à la désintégration des éléments instables, et l'énergie potentielle de la pesanteur, résultant de la condensation gravitationnelle de la matière terrestre, revêtent le rôle principal dans les processus endogènes. On rattache aux phénomènes exogènes les activités tectoniques, magmatiques et métamorphiques.

Formes principales des mouvements tectoniques

Les mouvements tectoniques aboutissent au déplacement de la matière et conduisent à la formation des structures tectoniques de la lithosphère et à la modification des formes d'arrangement des roches.

Actuellement il n'y a pas d'accord absolu sur la nature, les causes et la classification des mouvements tectoniques. Les conceptions contemporaines permettent de distinguer dans ces mouvements deux types principaux : les mouvements verticaux et les mouvements horizontaux. Dans chacun de ces types suivant la profondeur de leur genèse V. Gavrilov fait dégager trois classes majeures de mouvements tectoniques : mouvements de fond, corticaux et superficiels.

Les mouvements de fond sont engendrés dans le manteau (au-dessous de l'asthénosphère) ou dans le noyau et peuvent être dus aux processus de différenciation de la matière ou de variation du volume de la planète. Les mouvements de fond verticaux sont à l'origine des transgressions et des régressions planétaires de l'océan, du soulèvement et de l'abaissement de grands segments d'échelle continentale et océanique. Il leur correspond en ordre de grandeur des mouvements horizontaux entraînant des continents entiers.

Les mouvements corticaux, aussi bien verticaux qu'horizontaux, peuvent être impliqués par des transformations de phases de la matière de l'asthénosphère et de la lithosphère dues aux forces de rotation. Ils con-

duisent à la formation de géosynclinaux et de plates-formes ou cratons et donnent naissance aux phénomènes d'orogenèse.

Les mouvements tectoniques superficiels se manifestent au sein de la couverture sédimentaire de l'écorce terrestre et sont engendrés par l'écoulement plastique des sels et des argiles, les glissements gravifiques, etc.

La classification donnée est conventionnelle vu la multitude des causes mises en jeu dans les mouvements tectoniques qui sont à la fois complexes, mutuellement subordonnés et interdépendants.

Les mouvements tectoniques sont un processus à la fois continu et discret dont l'intensité s'accroît périodiquement et entraîne de profondes modifications qualitatives et des réarrangements de la structure de l'écorce terrestre. Les périodes de lents abaissements et soulèvements de secteurs isolés font place à des périodes de réanimation de l'activité tectonique. Ces périodes s'étendant sur plusieurs millions d'années ont été appelées phases tectono-magmatiques (phases de plissement). Des périodes plus longues, jusqu'à 10 à 20 millions d'années, accompagnées de l'augmentation générale d'intensité ont reçu le nom d'époques tectono-magmatiques (époques de plissement). C'est à ces époques qu'a lieu la formation d'édifices montagneux plissés.

Pour apprécier l'intensité, le signe et la direction des mouvements tectoniques, de même que les processus engendrés par ces derniers, on s'appuie sur la variation d'épaisseur des roches déposées durant des intervalles de temps géologiques déterminés, sur leur lithologie, la succession des sédiments, la présence de discordances dans la couverture sédimentaire et de fractures dans l'écorce terrestre, l'effet magmatique, le déplacement d'importants secteurs de l'écorce terrestre, etc.

Les mouvements tectoniques entraînent des variations dans les contours des océans, des mers et des continents. Lors de l'abaissement de l'écorce terrestre dans les régions contiguës aux mers, s'observe un envahissement de la terre par la mer appelé *transgression*. Lorsqu'un soulèvement fait place à un abaissement la mer abandonne le territoire, ce phénomène s'appelle *régression*.

La transgression marine s'accompagne de dépôts sédimentaires marins suivant une certaine séquence. En général, l'abrasion nivèle les irrégularités du relief d'érosion et engendre une *surface de discordance* sur laquelle s'accumulent des jeunes dépôts. La couche inférieure, de base, est habituellement constituée de dépôts grossiers qui, à mesure de l'abaissement de l'écorce terrestre et de l'élévation du niveau de la mer, sont remplacés en coupe par des dépôts sableux caractérisant le haut-fond. Avec l'accroissement de la profondeur de la mer parmi les dépôts commencent à dominer les argiles que recouvrent les sédiments carbo-

natés propres aux plus grands fonds de la mer. Cette modification successive des sédiments en coupe est typique pour une disposition transgressive des couches, quant au complexe de ces roches on le qualifie de transgressif (fig. 13). Dans le cas de la régression témoignant du mouvement de soulèvement de l'écorce terrestre, les sédiments s'accumulent suivant une séquence inverse, en formant l'ensemble de roches régressives.

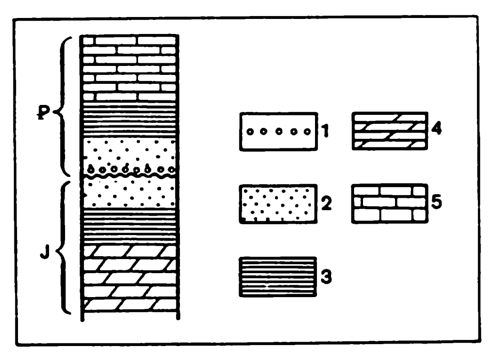


Fig. 13. Complexes de roches transgressives (J) et régressives (P) (durant le Crétacé les dépôts ne s'accumulaient pas)

1, pierraille ; *2* , sable ; *3*, argile ; *4*, marnes ; *5*, calcaires

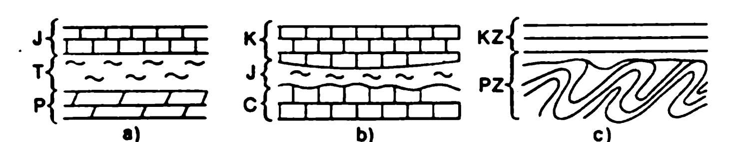


Fig. 14. Conditions d'arrangement de couches de roches

a, arrangement normal des couches en concordance ; *b*, discordance parallèle (stratigraphique) ; *c*, discordance angulaire

En cas de discordance une partie de couches et même des systèmes entiers peuvent manquer dans la coupe du fait de leur élimination par l'érosion ou d'un arrêt dans la sédimentation, ou sous l'effet des deux facteurs. Si des roches plus jeunes reposent sur une surface érodée constituée de roches plus anciennes et présentant un angle de pente différent, on dénomme alors cette discordance angulaire. Les *discordances angulaires* sont d'un grand intérêt pour les géologues pétroliers vu qu'elles peuvent être en rapport avec des gisements de pétrole et de gaz à barrière stratigraphique. Mais si les roches se disposent en couches parallèles l'une à l'autre au-dessus et au-dessous de la surface de discordance, cette discordance est dite parallèle (fig. 14).

L'accentuation intense d'affaissement de l'écorce terrestre aboutit à augmenter l'épaisseur de sédiments de même âge comparée à celle des secteurs de moindre affaissement. Les mouvements tectoniques actifs engendrent durant certaines périodes des fractures au sein de l'écorce terrestre qui s'accompagnent du magmatisme. Simultanément dans d'autres régions au régime tectonique calme ces phénomènes ne s'observent pas.

On étudie les mouvements tectoniques horizontaux du passé lointain d'après la variation du champ magnétique terrestre provenant de la modification de position des pôles magnétiques entraînée par le déplacement des continents par rapport l'un à l'autre. Il a été établi que les roches effusives conservent l'orientation magnétique engendrée par les lignes de force du champ magnétique existant au moment de la formation de ces roches. En outre, les structures du type de charriages produites aux époques anciennes témoignent de mouvements horizontaux.

Les mouvements verticaux et horizontaux d'intensité variée se manifestent également aujourd'hui. Par des mesures répétées il a été constaté qu'un grand nombre de territoires sont l'objet de lents soulèvements. Cela concerne l'Islande, le Groenland, l'Ecosse, la Terre-Neuve, l'Estonie, la Lituanie, la Biélorussie. Le territoire s'étendant entre Moscou et Léningrad, les dépressions Azov-Kouban et Terskaïa, etc. sont en voie d'abaissement. L'Amérique du Nord s'écarte de l'Europe, les côtes de la mer Rouge s'éloignent l'une de l'autre, l'Inde occupe une position chevauchante par rapport au continent. Au Sud-Ouest du Japon il y a un resserrement de l'écorce terrestre, tandis qu'au Nord-Est une extension, etc. Les indices de mouvements tectoniques ascendants actuels sont les récifs et les îles coralliens, les embouchures «suspendues» des fleuves soulevées au-dessus du niveau de la mer le long des côtes marines. Les indices d'abaissement sont les récifs-barrières, les embouchures inondées de fleuves, les digues affouillées, etc. Les manifestations d'activité sismique et le volcanisme témoignent également de l'activité tectonique.

Structures tectoniques principales de la lithosphère

Du fait des mouvements tectoniques le globe terrestre s'est avéré divisé en structures tectoniques dont la profondeur de gisement, les dimensions, la genèse et le type sont différents. Au cours de l'évolution géologique de la Terre il se produit continuellement des réarrangements tectoniques.

Les structures majeures de la Terre sont les continents et les océans. A en juger par la profondeur de gisement ce sont des structures de tectonosphère. Elles diffèrent par l'architecture de l'asthénosphère, de la couche supérieure du manteau et de l'écorce terrestre.

Dans le cadre des continents et des océans on distingue les structures tectoniques de la lithosphère suivant le degré d'activité tectonique en structures instables (mobiles) et stables (rigides). Aux premières sont rattachées les zones géosynclinales et les orogènes, aux secondes les plates-formes et les massifs médians (masses rigides). Aux structures tectoniques du même ordre de grandeur on associe les ruptures profondes.

Passons en revue ces structures (suivant V. Gavrilov, 1979).

Les AIRES GÉOSYNCLINALES sont des secteurs allongés de la lithosphère aux mouvements verticaux et horizontaux d'intensité anomale, doués d'un magnétisme et d'un métamorphisme élevés.

Dans le développement des aires géosynclinales il y a plusieurs étapes.

A l'*étape de genèse* se produit l'extension de l'écorce terrestre, sa fragmentation et la formation d'une gouttière géosynclinale primaire en forme de faille béante. A la surface de cette zone remonte le matériau du manteau de composition ultrabasique et basique qui engendre l'écorce du type océanique. A l'*étape géosynclinale proprement dite* on constate un intense enfoncement de ses blocs «en touches de piano» (failles en gradins).

Par suite d'inversions particulières et d'abaissement de vitesse inégale des blocs de l'écorce terrestre les aires géosynclinales se fractionnent en série alternante de dépressions (géosynclinaux) et de bombements (géoanticlinaux) longitudinalement allongés. Durant cette période les aires géosynclinales constituent des mers du type insulaire où se déposent des assises de sédiments épaisses de 15 à 20 km, essentiellement de roches carbonatées soumises sous l'action de grandes pressions et de températures élevées à un profond métamorphisme. Le matériau détritique provient d'anciennes plates-formes dont les marges sont entraînées dans la subsidence, ainsi que de l'érosion des géosynclinaux. Comme les processus tectoniques s'accompagnent de volcanisme, les couches sédimentaires alternent avec des intrusions granitiques qui sont les plus intenses vers la fin de l'étape géosynclinale proprement dite. C'est justement à cette période que se produit le changement de signe (inversion) des mouvements verticaux sous l'effet du début de resserrement horizontal.

Le début de l'*étape orogène* est marqué par la réduction de l'aire d'accumulation de dépôts par suite de multiplication de soulèvements, de diminution de la profondeur de la mer et de substitution de roches terrigènes, salifères et carbonifères aux carbonatées. Simultanément on voit se manifester les intrusions granitiques. Avec cette période est lié le début de formation d'avant-fosses et de bassins d'entremont. La compression continue aboutit à la genèse des plissements. La mer se retire

progressivement. A la phase finale de l'orogenèse l'aire géosynclinale subit un soulèvement d'ensemble et sa vitesse dépasse celle de l'érosion. Ainsi apparaît une région au relief plissé présentant des chaînes de montagnes séparées des bassins d'entremont (par exemple, l'Oural). Quelquefois suivant des fractures actives on voit apparaître des volcans (Kazbek, Elbrous) avec extrusion à la surface de laves basaltiques, tandis que dans les bassins d'entremont s'observe un magmatisme avec coulées de laves basaltiques et andésitiques.

C'est de cette façon que se sont formés les Alpes, le Caucase, le Pamir ainsi que d'autres édifices montagneux.

Après l'achèvement du processus de formation des montagnes l'intensité des mouvements tectoniques se ralentit peu à peu. Sous l'effet de longs phénomènes exogènes les chaînes de montagnes se détruisent et l'orogène se transforme en plate-forme que recouvrent des roches sédimentaires. Il est ainsi engendré une nouvelle écorce terrestre du type continental.

Les OROGÈNES sont des constructions de la lithosphère caractérisées par une activité tectonique relativement élevée et un relief très articulé. Il faut savoir distinguer des orogènes continentaux et des orogènes océaniques.

La formation des *orogènes continentaux* de la région de montagnes plissées date d'une des époques tectono-magmatiques et fixe ainsi leur âge (par exemple, plissement alpin). Suivant la région de leur formation, les orogènes se divisent en épigéosynclinaux et épicratoniques (orogènes réactivés). La formation des orogènes épigéosynclinaux a été décrite plus haut. Les orogènes épicratoniques sont générés à l'une des époques tectono-magmatiques par des mouvements verticaux ascendants suivant les ruptures du socle à l'endroit même d'anciens édifices plissés ayant subi une longue période de développement cratonique. Aussi la structure de l'écorce se présente-t-elle sous forme de montagnes-blocs. Les montagnes-blocs possèdent un relief montagneux très articulé à activité sismique intense et, parfois, par l'intermédiaire des phénomènes volcaniques les rapprochant ainsi avec les orogènes épigéosynclinaux. En guise d'exemple d'orogènes épicratoniques citons le Tian-Chan, le Tibet, l'Altaï, le Saïan.

Les *orogènes océaniques* se disposent habituellement dans les parties centrales des océans, aussi les appelle-t-on dorsales médio-océaniques. Ils sont caractérisés par une haute activité sismique, un volcanisme et un relief très entaillé affecté de monts-aiguilles, de crêtes, de rifts (fossés tectoniques). Les plus hautes montagnes (jusqu'à plusieurs kilomètres) peuvent émerger à la surface de l'océan sous forme d'îles (les Açores, île de Pâques, etc.). Au centre des dorsales médio-océaniques se trouvent

les fossés tectoniques (fossés d'effondrement). Ce sont des fractures globales de l'écorce terrestre et du manteau de profondeur de 5 km et de largeur de 5 à 10 km. Il est actuellement établi que l'écorce océanique est soumise à l'extension avec la formation de fissures parallèles au fossé tectonique (vallée de rift). Par ces fissures se déverse le magma qui participe à la formation des dorsales sous-marines. Il a été établi que sous les vallées de rift le manteau supérieur a une moindre densité et au-dessus on a décelé dans les eaux océaniques de puissants courants de chaleur créant pour les organismes vivants des conditions spécifiques. D'après les données recueillies par A. Monine (1980) cette cassure s'étend suivant la mer Rouge dont les berges aux contours presque spéculaires s'écartent peu à peu l'une de l'autre.

PLATES-FORMES (cratons). Après l'achèvement de l'orogenèse, l'écorce terrestre devenue suffisamment rigide sous l'action du métamorphisme profond n'est plus affectée par des mouvements tectoniques intenses. L'érosion aplanit le relief de montagnes, les chaînes de montagnes se dégradent et les produits de cette destruction remplissent les bassins d'entremont. L'étape géosynclinale fait place à l'étape cratonique de développement du secteur considéré de la lithosphère. Ce dernier est principalement affecté par de lents mouvements tectoniques qui se traduisent par de réguliers abaissements et soulèvements de blocs aux dimensions variées de l'écorce terrestre le long des ruptures. Dans la région de l'abaissement des blocs commencent à se déposer sur le socle rigide des sédiments qui en constituent la couverture sédimentaire. L'épaisseur de la nouvelle écorce terrestre des plates-formes varie entre 35 et 55 m.

C'est ainsi que la plate-forme acquiert une structure en deux étages et constitue un secteur de la lithosphère aux contours isométriques relativement stable consolidé par le plissement, le métamorphisme et les intrusions (selon V. Haïne).

On distingue les plates-formes continentales et océaniques.

Les *plates-formes continentales* sont divisées en anciennes et jeunes.

On classe parmi les plates-formes anciennes celles dont le moment de formation du socle est relié à la fin de l'époque tectono-magmatique du Carélien inférieur (ancien). Aussi les appelle-t-on épicaréliennes (Protérosoïque inférieur). Elles se distinguent par un socle *cristallin* composé de roches intrusives et de métamorphisme profond (granites, gneiss, quartzites, gabbros et autres). La couverture repose sur un socle de plates-formes anciennes avec une discordance régionale marquée.

La genèse de la couverture sédimentaire d'anciennes plates-formes se trouve en rapport avec les mouvements verticaux différenciés de blocs du socle de dimensions variées le long des ruptures. Ces mouvements

engendrent des éléments structuraux de plate-forme d'ordre extra : boucliers, antéclises, aulacogènes, synéclises, dépressions péricratoniques, tables. Il est caractéristique que la position de ces structures sur les plates-formes anciennes n'a pas été héritée, autrement dit ne concorde pas avec celle des éléments de structure géosynclinaux. Le schéma de formation des structures d'ordre extra représenté à la figure 15 est le suivant.

Ce sont d'abord les *aulacogènes* qui se forment. Leur structure rappelle celle des fossés tectoniques (grabens). Ils se forment en cours de subsidence de zones étroites de l'écorce terrestre et se remplissent d'abord de dépôts continentaux. Les aulacogènes séparent le socle rigide de la plate-forme en vastes secteurs isométriques, les *boucliers*.

La subsidence d'aulacogènes se prolongeant entraîne dans des ruptures les marges de boucliers au sein desquels se forment des *synéclises* caractérisées par une assise sédimentaire épaisse témoignant de la prédominance des mouvements descendants dans leur développement. Dans la subsidence générale sont également entraînés les môles isolés, mais du fait d'inversions périodiques et d'une vitesse plus faible de l'enfoncement, l'épaisseur de la couverture sédimentaire et la profondeur de gisement du socle de ces édifices, *antéclises*, sont beaucoup inférieures à celles des synéclises. La partie des plates-formes affectée de subsidence porte le nom de *table*. C'est ainsi que la plate-forme se trouve divisée en boucliers (môles) et tables (plateaux). Par la suite, les boucliers non affectés par la subsidence subissent principalement des mouvements ascendants verticaux, de sorte que les roches du socle cristallin y émergent à la surface. Les tables (les plateaux), au contraire, sont impliquées dans des mouvements différentiels descendants. Parfois au sein des boucliers des blocs isolés s'enfoncent suivant des cassures, et, alors, au sein de la zone de subsidence se forme une synéclise.

Vers l'aire géosynclinale la profondeur de l'enfoncement du socle et l'épaisseur de la couverture sédimentaire augmentent fortement. On y voit une zone rubanée de *dépression péricratonique* passant à une *avant-fosse* qui joue le rôle de charnière entre la plate-forme et l'aire géosynclinale ou l'orogène épigéosynclinal. En cas d'absence d'avant-fosse, ce rôle est rempli par le *joint marginal* représenté par la zone de fracture profonde limitant la plate-forme.

On distingue dans les avant-fosses deux versants : géosynclinal et cratonique. Le premier le plus enfoncé est composé d'une assise épaisse jusqu'à 15 km de dépôts froissés en plis linéaires et associés parallèlement à la direction de la fosse et des chaînes de l'orogène. Le versant cratonique est beaucoup plus large que le géosynclinal. L'épaisseur des dépôts y diminue progressivement, les plissements linéaires s'atténuent en laissant la place aux plis typiques de plate-forme.

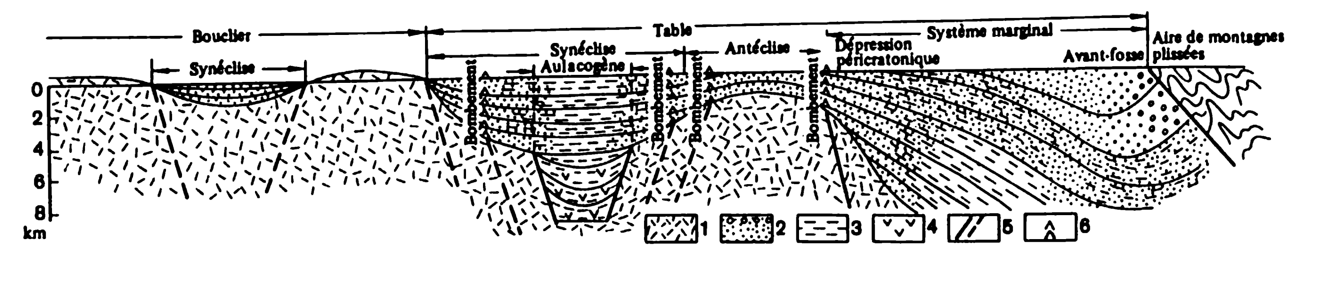


Fig. 15. Coupe de principe de la plate-forme (d'après V. Gavrilov, 1979)

1, roches du socle ; roches de la couverture sédimentaire ; *2*, sables, grès, graviers divers, conglomérats ; *3*, argiles et carbonates ; *4*, roches effusives ; *5*, fractures ; *6*, bombements

Les *plates-formes récentes* se disposent entre les anciennes à l'endroit des aires géosynclinales disparues. Le socle des plates-formes récentes est *affecté de plissements*. Il est composé de roches effusives, intrusives et sédimentaires faiblement métamorphisées (schistes, phyllades) et énergiquement disloquées.

L'évolution structurale de plates-formes récentes d'ordre extra est marquée par des éléments hérités des structures géosynclinales se manifestant dans la position de grandes ruptures, très actives durant la période cratonique.

La formation de la couverture sédimentaire des plates-formes récentes débute également avec le développement d'aulacogènes, mais vu que la plate-forme est aussi soumise à un affaissement, les roches sédimentaires remplissant les aulacogènes se rencontrent aussi en dehors de ces derniers. Au cours du développement de la couverture sédimentaire les plates-formes récentes subissent principalement des fléchissements entraînant principalement dans leurs limites la genèse des tables (plateaux). Aux endroits du fléchissement maximal il se forme des synéclises, quant aux régions soumises aux inversions partielles il y apparaît des antéclises.

Les *plates-formes océaniques* sont très peu étudiées. On y rattache les plaines abyssales du fond océanique avec la croûte épaisse de 5 à 7 km.

Les MASSIFS MÉDIANS sont des régions de la lithosphère rendues stables par suite du métamorphisme régional et de la granitisation. Ils participent à l'édification des montagnes plissées sous forme de bassins d'entremont et séparent les régions contiguës au sein des aires géosynclinales. Dans les limites des plates-formes les massifs médians constituent les blocs les plus anciens du socle.

FRACTURES PROFONDES. C'est l'académicien A. Peivé qui en 1945 le premier a formulé de façon stricte la notion de fracture profonde. Selon sa définition pour les fractures profondes il faut une longue période d'évolution et une grande profondeur de gisement dépassant celle de l'épaisseur de l'écorce terrestre. Selon les dernières conceptions les fractures profondes s'enfoncent quelquefois jusqu'à plus de 700 km. La longueur de ces fractures atteint plusieurs milliers de kilomètres. Elles dissèquent l'écorce terrestre en énormes blocs soumis à des mouvements verticaux l'un par rapport à l'autre durant des temps géologiques prolongés et déterminent de façon essentielle l'évolution des structures géologiques principales de la tectonosphère et de la lithosphère. Du fait de ces mouvements il se crée des conditions favorisant dans certaines régions l'accumulation de dépôts et dans d'autres leur érosion intense.

On distingue les fractures profondes continentales, océaniques et transitaires. Les premières dissèquent dans les limites du continent la croûte du type continental. Elles se subdivisent en joints marginaux,

fractures profondes transcontinentales, intracratoniques et celles d'entre-monts plissés.

Parmi les fractures profondes océaniques on dégage les fractures périocéaniques, transocéaniques et transformantes (transform faults). Les fractures périocéaniques se présentent sous forme de profondes gouttières qui séparent les océans des continents. Les fractures transocéaniques s'enfoncent dans les massifs médians océaniques en engendrant le système global de fosses tectoniques, quant aux transformantes, elles recoupent les dorsales médio-océaniques et les fossés tectoniques.

Les fractures profondes transitaires coupent les continents, les océans et engendrent une ceinture de fractures.

Les fractures profondes sont à l'origine de l'apparition et de la répartition des roches magmatiques et des gîtes métallifères. Au sein de fractures profondes récentes se manifeste l'activité sismique actuelle. Elles sont aussi en rapport avec le volcanisme contemporain, les exsurgences d'eaux thermales dans les océans et sur les continents : dans l'Oural, le Tian-Chan, le long des Montagnes Rocheuses, sur les îles du Japon, en beaucoup d'autres endroits.

Formes principales d'arrangement des roches

L'assise des roches sédimentaires se compose de bancs et de couches. On appelle couche un corps géologique composé essentiellement de roches sédimentaires homogènes limitées supérieurement et inférieurement par des plans de stratification sensiblement parallèles. Le plan

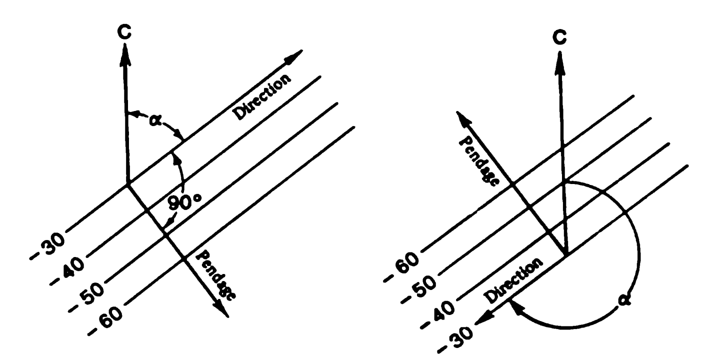


Fig. 16. Eléments de l'allure d'une couche

supérieur de la couche est appelé toit, le plan inférieur mur. La position de la couche dans l'espace est définie par les éléments de son allure : la pente et la direction (azimut) (fig. 16).

On appelle pente de la couche l'angle formé par la ligne de pendage du plan de la couche avec sa projection sur le plan horizontal. La direction de la couche se détermine en fonction des directions d'horizontales formées par l'intersection du toit ou du mur de la couche avec les plans horizontaux. Le sens de la direction de la couche est l'angle α entre la direction Nord du méridien géographique et l'horizontale. Il faut souligner qu'on prend pour direction de la couche la direction pour laquelle le pendage de la couche est dirigé à droite de la direction. Les éléments de l'allure peuvent être mesurés à l'affleurement de la couche à la surface terrestre au moyen de la boussole du mineur. Les mesures doivent être corrigées compte tenu de la déclinaison magnétique.

L'arrangement horizontal primaire des couches est considéré comme non dérangé. L'écartement de la position horizontale originelle est appelé accident ou *dislocation*. L'accident peut être avec rupture de continuité et sans cette dernière. Mais souvent ces dislocations se rencontrent ensemble. L'accident avec rupture de continuité de la couche est dit dislocation disjonctive. L'accident sans rupture de continuité de la couche est dénommé dislocation plicative.

La forme d'accident sans rupture de continuité de la couche est le *pli*.

La formation des plis dans les aires géosynclinales et cratoniques se déroule différemment.

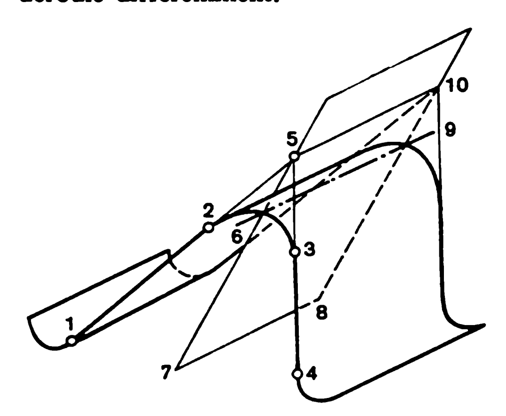


Fig. 17. Eléments du pli

PLIS DES AIRES GÉOSYNCLINALES. Les formes élémentaires de plis sont l'anticlinal et le synclinal. Dans l'anticlinal la convexité des couches est tournée vers le haut, dans le synclinal, vers le bas.

Dans chaque pli on distingue les éléments suivants (fig. 17). Les surfaces latérales du pli sont dénommées flancs (*1 — 2, 3 — 4*) ; l'endroit où les flancs se rejoignent a une courbure maximale, c'est la clef ou la

voûte du pli (*2 — 3*), le plan bissecteur de l'angle formé par les flancs du pli est dit plan axial (*5 — 10 — 8 — 7*) ; la ligne d'intersection du plan axial avec la voûte est la charnière (*6 — 9*), tandis que la projection de la charnière sur la surface terrestre est l'axe du pli. On appelle plan axial le plan passant par la charnière de toutes les couches formant le pli. L'assise de roches se disposant dans la convexité du pli anticlinal ou synclinal constitue le noyau du pli (fig. 18).

Dans le noyau de l'anticlinal se disposent les roches les plus anciennes, dans celui du synclinal les plus jeunes. Les plis anticlinaux se terminent en pendage périclinal, les plis synclinaux en pendage centripète.

On définit comme longueur des plis la distance séparant les extrémités de leurs pendages périclinaux ou centripètes, la largeur est la distance entre les plans axiaux en section transversale limitant le pli.

Les plis se disposent dans les régions plissées en séries parallèles, les anticlinaux alternant avec les synclinaux voisins, englobant ainsi l'ensemble du plissement. Ces plis se caractérisent par une grande longueur et une sensible amplitude.

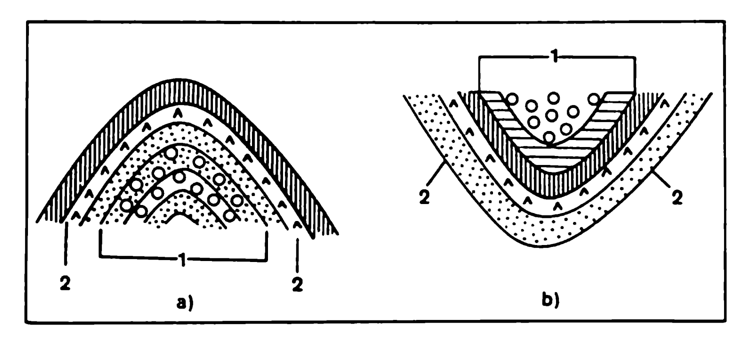


Fig. 18. Plis anticlinal (*a*) et synclinal (*b*)
1, noyau ; *2*, flancs

Sur la base d'indices morphologiques on distingue : les plis linéaires de rapport entre la longueur et la largeur supérieur à 10 : 1, les brachyanticlinaux et les brachysynclinaux de rapport entre les mêmes grandeurs allant de 10 : 1 à 2,5 : 1. Sur les marges de la région plissée la longueur des plis diminue et ils deviennent presque arrondis (dômes). La hauteur des plis monte à plusieurs centaines de mètres et même à des kilomètres.

Suivant la position du plan axial des flancs dans l'espace on distingue les plis droits ou symétriques, avec un plan axial vertical et des flancs symétriques par rapport à ce plan (fig. 19, *a*) ; les plis déjetés ou inclinés avec un plan axial incliné et des flancs se disposant de façon

dissymétrique par rapport à ce dernier (fig. 19, *b*) ; les plis déversés ou renversés avec le plan axial incliné et des flancs à pendage dirigé du même côté, mais dans l'un les couches sont retournées (fig. 19, *c*) ; les plis couchés avec un plan axial horizontal (fig. 19, *d*) ; les plis plongeant ou retournés avec un plan axial à inclinaison inverse (fig. 19, *e*).

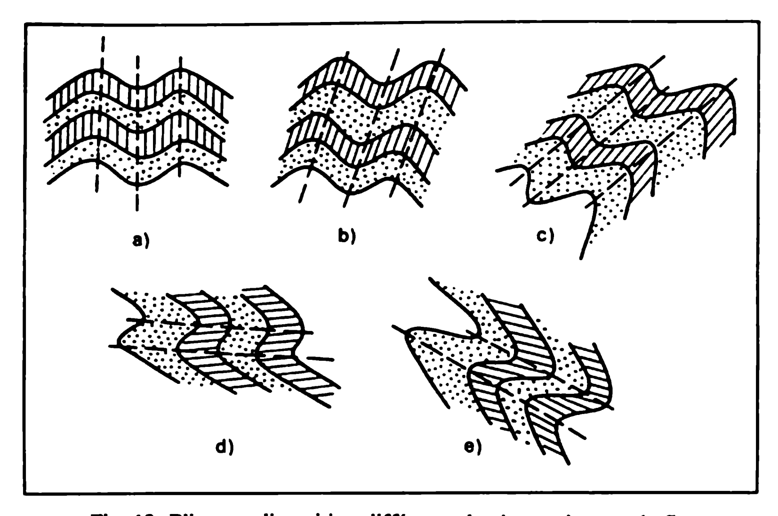


Fig. 19. Plis avec disposition différente de plans axiaux et de flancs

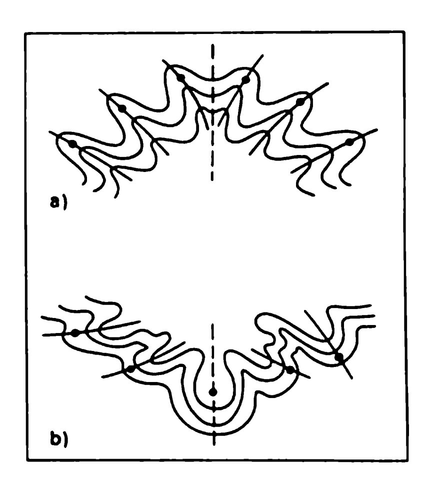


Fig. 20. Schéma montrant un anticlinorium (*a*) et un synclinorium (*b*)

Dans les aires géosynclinales les dimensions des plis varient fortement. On distingue les structures d'ordre extra, de premier, de deuxième et de troisième ordres ou bien suivant leurs dimensions on leur attribue des noms distincts reflétant l'ordre de dimension propre à chacune

d'elles. Les grands soulèvements et abaissements formés dans l'aire géosynclinale sont dénommés méganticlinoriums et mégasynclinoriums. Par rapport au mégasynclinorium les structures de deuxième ordre sont les anticlinoriums et les synclinoriums (fig. 20) dont l'orientation coïncide avec la direction générale de l'aire. Ces derniers se compliquent de structures de troisième ordre, les anticlinaux et les synclinaux.

PLIS DES AIRES CRATONIQUES. La plupart des plis de plates-formes sont en rapport avec des mouvements tectoniques verticaux aux vitesses et signe différents des blocs du socle suivant des accidents de fractures. Ces mouvements embrassent non seulement le socle mais également la couverture sédimentaire qui le recouvre. Les mouvements tectoniques

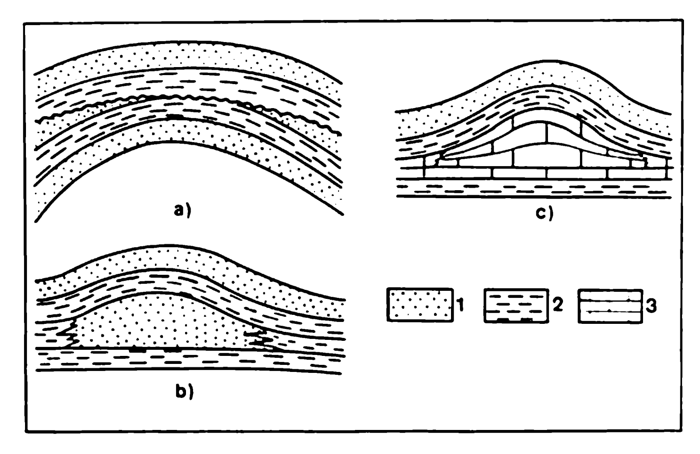


Fig. 21. Types génétiques de structures cratoniques

a, pli cratonique (réactivé) d'origine tectonique ; *b*, structure de tassement ; *c*, structure d'encapuchonnement ; *1*, sable ; *2*, argile ; *3*, calcaire

sont la cause d'interruptions dans la sédimentation et l'érosion qui marquent la couverture sédimentaire des plis cratoniques (fig. 21, *a*). Toutefois ces interruptions se caractérisent par de très petits angles de discordances appelés discordances cratoniques. Chaque discordance reflète une phase tectonique de formation de la plate-forme.

A côté des plis d'origine tectonique on rencontre dans les aires cratoniques des soulèvements dans la genèse desquels le facteur tectonique ne participe pratiquement pas. C'est ainsi que le soulèvement peut résulter d'un encapuchonnement d'irrégularités du relief d'érosion, des massifs récifaux par des couches sédimentaires récentes. Ces soulèvements de la plate-forme sont appelés structures encapuchonnées (fig. 21, *b*). La formation de soulèvement peut être liée aux différences de tassement de

roches de types variés. Il est connu que sous la pression de roches les argiles se tassent plus fortement que les sables. Aussi au-dessus des lentilles sableuses peut-il se former des structures de tassement (fig. 21, *c*).

A la différence des plis d'aires géosynclinales les plis de plates-formes présentent des amplitudes et une longueur beaucoup moins grandes. De ce fait l'inclinaison des flancs est-elle faible. Elle se mesure généralement en fractions de degré et n'atteint quelques degrés que fort rarement. Les plissements de plates-formes ne voisinent pas avec les structures négatives, aussi les appelle-t-on souvent plissements discontinus.

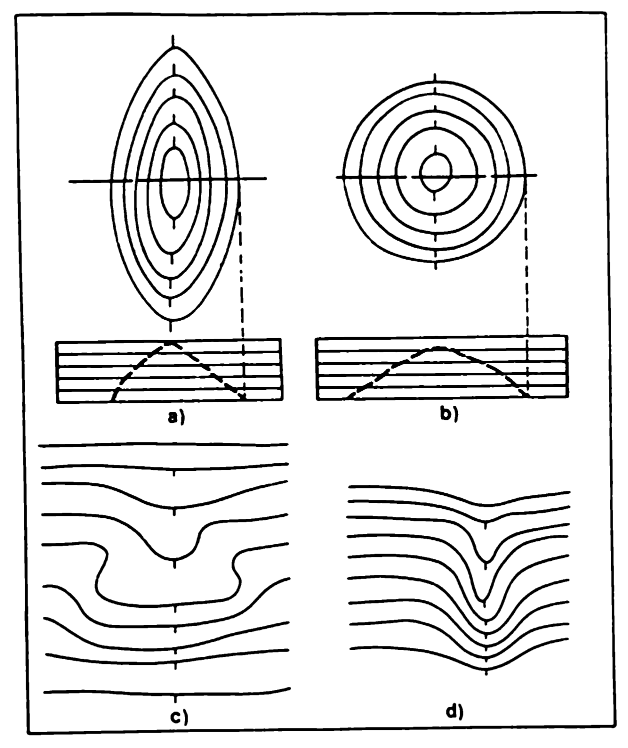


Fig. 22. Types morphologiques de structures cratoniques
a, brachyanticlinal ; *b*, dôme ; *c*, terrasse structurale ; *d*, nez structural

Dans les aires cratoniques on rencontre les types morphologiques de structures suivants (fig. 22) : les plis brachyanticlinaux au rapport de la longueur à la largeur de 5 : 1 et moins, les dômes, les hémianticlinaux (nez structuraux), les terrasses structurales. Sont également très répandues sur les plates-formes les flexures, les fléchissements en genou des

couches (fig. 23). Les flexures se caractérisent par des flancs soulevé (supérieur) et abaissé (inférieur), une disposition des couches presque horizontale et un flanc de raccordement à allure abrupte des couches. Très souvent elles reflètent dans la couverture sédimentaire des ruptures ayant affecté le socle.

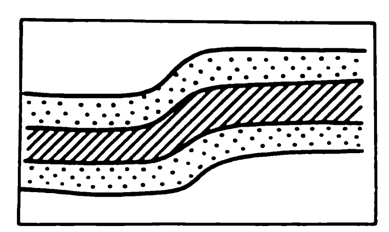


Fig. 23. Flexure

D'après la position du plan axial et des flancs dans l'espace on distingue parmi les plis cratoniques les plis droits et les plis déversés (inclinés).

Un indice fort important des structures cratoniques est le degré de reconnaissance des plis au sein de la couverture sédimentaire. Sous cet égard on distingue les structures : perçantes aux contours fermés à tous les horizons de la couverture sédimentaire ; ensevelies aux contours fermés rien que pour les horizons inférieurs ; suspendues fermées seulement dans les horizons supérieurs ; disharmoniques à forme fermée effacée dans les horizons supérieurs et inférieurs.

Les dimensions des structures cratoniques varient grandement. Outre les structures extra étudiées plus haut, les antéclises et les synéclises, on dégage des structures de premier ordre. Dans les limites des antéclises ce sont les voûtes (dômes), les cuvettes, les ensellements. Les structures de premier ordre se compliquent de structures de deuxième ordre, les bombements ou les soulèvements isolés (locaux) rapportés aux structures de troisième ordre. Ces soulèvements isolés affectent souvent les bombements. On appelle aussi souvent bombements les zones de développement des soulèvements locaux possédant une direction commune et une même aire d'extension. Les bombements et les soulèvements locaux sont les principaux objects de recherches de pétrole et de gaz.

Diapirs. Une forme de plis particulière sont les plis diapirs (dômes de percement). Leur formation est en rapport avec l'extrusion de sels ou d'argiles au sein des roches de couverture. Il se forme ainsi des noyaux diapiriques (de percement) d'aspect varié au-dessus desquels les roches de couverture prennent la configuration de dômes affectés d'accidents de rupture (fig. 24). En guise d'exemple de plis diapirs on peut nommer les

dômes de sel de la région d'Emba entre l'Oural méridional et la Caspienne avec lesquels sont en rapport des gisements de pétrole. Ces dômes sont de dimensions les plus variées et atteignent parfois en diamètre des dizaines de kilomètres.

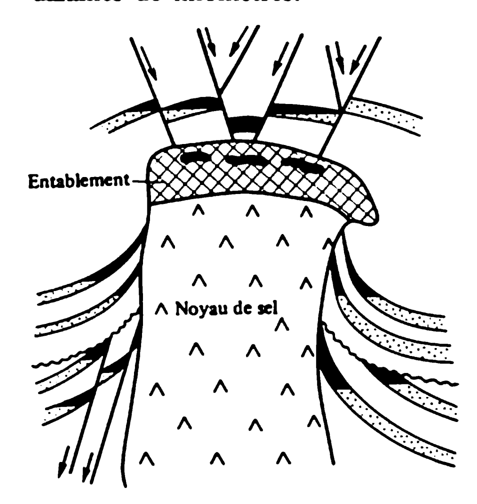


Fig. 24. Coupe schématique d'un dôme de sel

DISLOCATIONS DE RUPTURE AVEC REJET DES COUCHES. Le déplacement des roches s'effectue au cours de mouvements tectoniques affectant des secteurs de l'écorce terrestre suivant des dislocations de rupture ou de fractures.

Les *fractures* sont d'importantes dislocations par rupture de l'écorce terrestre s'étendant à de grandes profondeurs et possédant une longueur et une largeur très grandes. Avec les fractures sont souvent en rapport différentes formations géologiques : les brèches de friction, les dykes, les veines de corps métallifères, etc. L'étude de ces formations géologiques permet d'apprécier la profondeur de la fracture, de scruter son histoire ainsi que de se prononcer sur l'existence de la fracture même, vu que l'ensemble de formations géologiques lié à la fracture lui communique en plan l'aspect d'un corps lamelliforme allongé coupant la structure stratifiée de l'assise de roches sédimentaires. La position du corps en instance de rupture peut être définie en profondeur d'après les variations du champ magnétique. C'est ainsi que de brusques anomalies magnétiques linéaires au sein des océans peuvent être interprétées comme des indices de fractures suivant lesquelles des magmas de composition basique montent des profondeurs, etc. Aux fractures sont également liées des zones de métamorphisme de pression sous lesquelles on sous-entend les zones de fissuration, de broyage, de fracturation et de froisse-

ment. En outre, les fractures peuvent être associées aux zones de variation géochimiques, zones de concentrations métallifères et zones de gisement de corps magmatiques.

Les roches contiguës à une fracture constituent ses lèvres ou bords (fig. 25). La lèvre sus-jacente à la fracture est dite soulevée, et la lèvre surmontée par la fracture est dite abaissée. La distance entre les points associés suivant la fracture est appelée longueur du rejet ou rejet horizontal, tandis que suivant la verticale c'est l'amplitude ou rejet vertical.

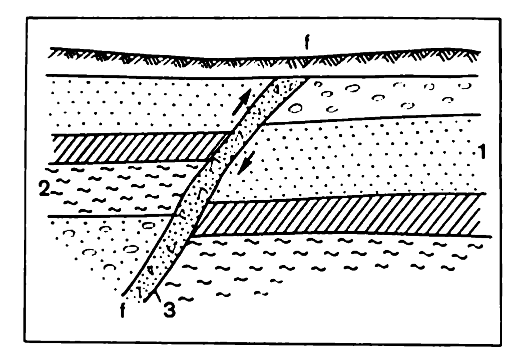


Fig. 25. Schéma d'une rupture avec déplacement de couches

Flancs : *1*, abaissé ; *2*, soulevé ; *3*, brèche tectonique ; *f-f*, plan de faille

Formes principales des dislocations par rupture. On appelle faille une dislocation par rupture dont la lèvre supérieure est déplacée vers le bas par rapport à la lèvre inférieure (fig. 26). Les sondages traversant la faille fixent les couches manquantes de la coupe.

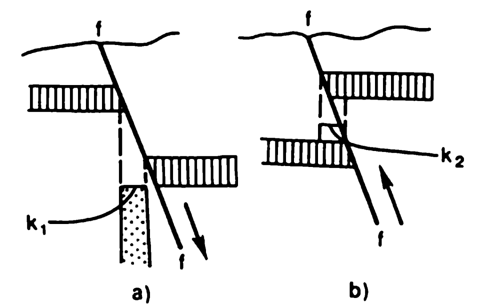


Fig. 26. Schéma d'une faille directe (*a*) et d'une faille inverse (*b*)

Zones : k_1, de hiatus ; k_2, de recouvrement ; *f-f*, plan de faille

On appelle faille inverse une dislocation de rupture pour laquelle la lèvre supérieure est déplacée vers le haut par rapport à la lèvre inférieure, situation fixée dans la coupe de sondages par la répétition de mêmes couches. Pour les failles inverses l'angle d'inclinaison du plan de glissement est toujours supérieur à 60°.

Les accidents de rupture rappelant par leurs formes les failles inverses aux angles de pente de la dislocation par rupture plus petits sont appelés failles de chevauchement ou tout simplement chevauchements (fig. 27). Les chevauchements à pente douce de très grande extension horizontale sont appelés charriages. La lèvre chevauchante du charriage est appelée nappe ou allochtone, quant à la lèvre sous-jacente, elle est

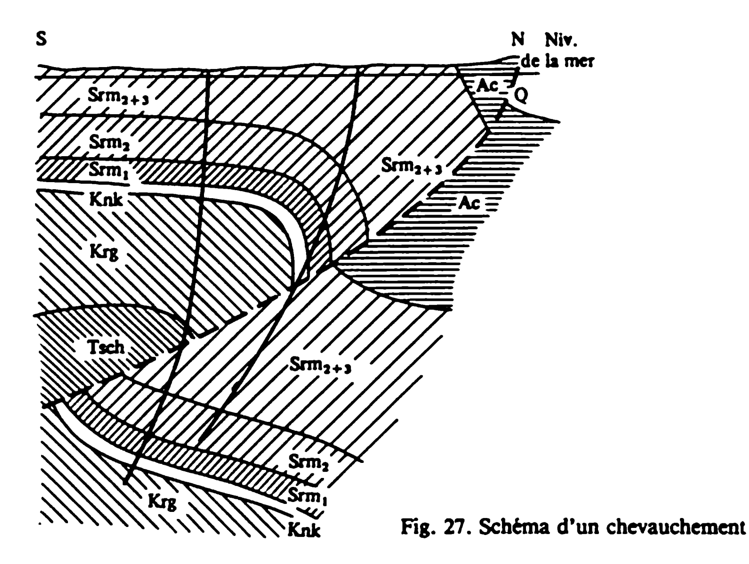


Fig. 27. Schéma d'un chevauchement

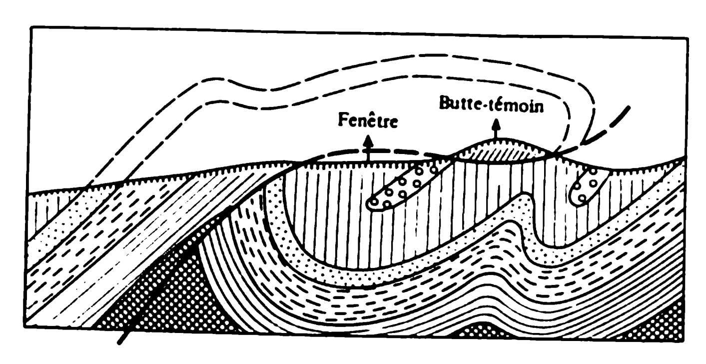


Fig. 28. Schéma d'un charriage

dénommée autochtone. Sous l'action de l'érosion certaines parties de l'allochtone se délavent jusqu'à l'apparition sous ce dernier de roches autochtones. L'émergence à la surface de l'autochtone parmi des roches allochtones est dénommée fenêtre tectonique (fig. 28).

Formes de dislocations par rupture (fig. 29). On appelle graben ou fossé d'effondrement un bloc de roches abaissé par rapport aux blocs voisins, que limitent des dislocations par rupture. Les fossés d'effondrement sont souvent associés aux vallées fluviales et au fond des océans aux vallées sous-marines (rifts).

Un horst est un bloc faillé de roches soulevées par rapport aux blocs voisins. Les horsts peuvent être intimement liés aux plis anticlinaux et constituer des formes structurales indépendantes.

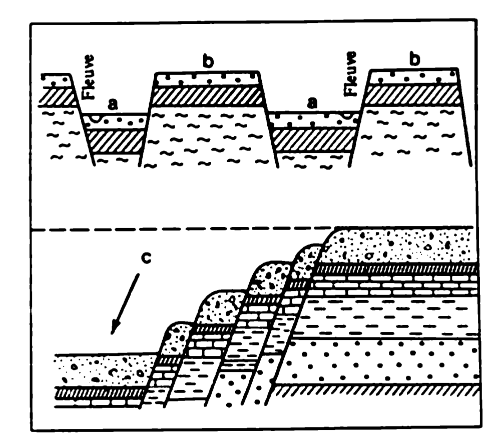


Fig. 29. Grabens (*a*), horsts (*b*) et escarpement de failles (*c*)

Un escarpement de faille est représenté par plusieurs blocs décalés en gradin l'un par rapport à l'autre suivant des plans parallèles. Les escarpements de failles peuvent limiter des horsts et des fossés, mais peuvent aussi exister indépendamment en s'allongeant suivant les limites de grands soulèvements et dépressions.

Processus magmatiques

On appelle processus magmatiques l'ensemble des phénomènes se trouvant en rapport avec la genèse du magma et des roches magmatiques, ainsi que les phénomènes résultant de l'activité du magma.

Comme il a été déjà noté, la matière de l'écorce terrestre et du manteau supérieur de la Terre sont en état solide malgré la grande profondeur de disposition des roches de 80 à 130 km où la température du sous-sol atteint 1500 °C à laquelle les roches auraient dû fondre. La conservation de la matière à l'état solide est favorisée par les grandes pressions s'exerçant à cette profondeur. Le déséquilibre thermodynamique établi au cours d'une longue évolution de la Terre (abaissement de la pression ou élévation de la température) aboutit dans des secteurs

localisés au passage de la matière de l'état solide en celui d'igné-liquide (magma). Il se crée ainsi un foyer magmatique dans le manteau supérieur. L'abaissement de pression peut être provoqué par des mouvements tectoniques suivant les fractures qui pénètrent profondément au sein de la Terre. L'élévation de la température peut être due au courant de chaleur lié à certains phénomènes de profondeur, par exemple, la fission radioactive.

Le transfert de la matière de l'état solide en magma s'accompagne de brusque augmentation de la pression aux dépens de l'énergie des gaz et des vapeurs surchauffées contenus dans le magma. A son tour ce phénomène favorise le transfert de l'énergie thermique en cinétique. C'est ainsi que le magma se déplace des foyers magmatiques vers les secteurs de l'écorce terrestre affaiblis par des mouvements tectoniques. La pression dans l'écorce terrestre étant beaucoup inférieure à celle du manteau supérieur, il se produit une brusque émission souvent explosive de gaz du magma. Les explosions de gaz engendrent dans l'écorce terrestre des chenaux qu'empreinte le magma se précipitant vers la surface de la Terre. En montant ces conduits le magma soit s'injecte dans l'écorce terrestre sans atteindre la surface, soit s'épanche à la surface sous forme de lave.

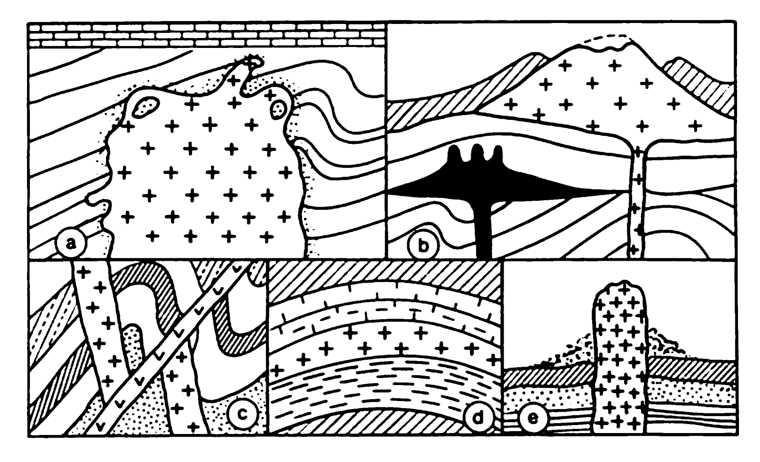


Fig. 30. Formes d'intrusions

a, batholite ; *b*, laccolithe ; *c*, filon ; *d*, phacolithe ; *e*, stock

MAGMATISME INTRUSIF. La pénétration du magma dans l'écorce terrestre porte le nom d'intrusion. On appelle aussi intrusion le corps magmatique formé par solidification du magma dans les profondeurs de l'écorce terrestre. Les formes d'intrusions sont variées (fig. 30).

Les batholites sont d'énormes masses de roches magmatiques de formes irrégulières, habituellement de composition granitoïde, engendrées dans les profondeurs de l'écorce terrestre. Parfois ils émergent à la surface de la Terre du fait de l'action de phénomènes exogènes. La limite inférieure des batholites n'a été encore fixée nulle part. Leur extension se mesure en des milliers de kilomètres carrés. Leur arrangement est en discordance avec les roches encaissantes. Les batholites mineurs d'une extension inférieure à 200 km^2 sont des stocks.

Les laccolites sont des corps en forme de champignons rencontrés dans les couches supérieures de l'écorce terrestre. Leur forme singulière s'explique par la flexion des couches sus-jacentes aux conduits magmatiques sous la pression du magma, par suite le toit et le mur des laccolites sont en concordance avec les roches encaissantes.

Les filons-croiseurs ou dykes sont des masses plates formées par insinuation dans les vides entre les fissures de fusions magmatiques. Généralement, on les rencontre dans les voûtes de plis, ce qui témoigne de leur lien avec les fractures qui créent des vides dans lesquels s'engage le magma. L'épaisseur des filons-croiseurs est de 1 à 3 m, mais, parfois, peut dépasser plusieurs mètres. Lors de la destruction des roches encaissantes moins dures, le filon apparaît à la surface sous forme de muraille.

Les filons-couches horizontales qui sont des intrusions formées par insinuation du magma entre les couches des roches portent le nom de sills.

Les phacolites sont des corps rappelant par leur forme une lentille recourbée de dimensions relativement faibles. Ils se disposent dans les voûtes des plis en concordance avec les couches des roches encaissantes témoignant ainsi de leur genèse syngénétique aux plis.

VOLCANISME. On entend sous volcanisme ou magnétisme effusif l'ensemble de phénomènes lié à l'activité des volcans.

Les volcans dont les éruptions s'observent actuellement ou se sont produites au cours de la période historique sont dits actifs, tandis que les volcans dont l'éruption n'a pas été confirmée par des témoignages historiques sont dits éteints (Kazbek, Elbrous). Cette division est toutefois purement conventionnelle, car les volcans considérés comme éteints deviennent parfois de nouveau actifs. On compte actuellement dans le monde plus de 500 volcans actifs. En U.R.S.S. ils sont au nombre de 23 sur la Kamtchatka et 38 sur les Kouriles.

Types de volcans. On distingue les volcans à éruption fissurale et ceux du type central. Les volcans du type fissural dégagent des gaz et des laves liquides par les fissures de l'écorce terrestre. Les dimensions des fissures peuvent être très grandes. Les volcans à éruption fissurale en activité se rencontrent en Islande où ils empreintent des fractures lon-

gues de 40 km au plus. Le volcan de ce type le plus actif est le volcan Hekla. On observe actuellement une forte activité de volcans à éruption fissurale au fond des océans.

Lors de l'éruption la lave s'écoule des deux côtés de la fissure en formant d'énormes coulées. C'est ainsi qu'au Néogène et à l'Anthropogène se sont disposées les coulées basaltiques dans la région des hauts plateaux d'Arménie sur presque 50 mille km^2.

Les volcans du type central prennent la forme de cônes tronqués, de coupoles, de boucliers constitués de produits d'éruption. L'altitude maximale atteinte par les volcans est de 4 à 5 mille m. L'exutoire en

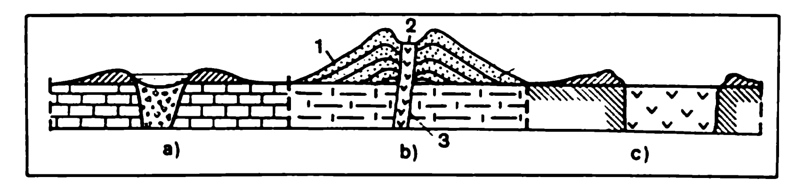


Fig. 31. Types de volcans

a, maars ; *b*, type vésuvien ; *c*, type hawaïen . *1*, cône volcanique ; *2*, cratère ; *3*, cheminée

coupe au sommet du volcan est appelé cratère (fig. 31), le conduit par lequel la lave monte est la bouche ou cheminée. La cheminée est connectée au foyer secondaire alimentant le volcan et situé au sein de l'écorce terrestre. Les foyers magmatiques profonds des volcans se trouvent dans le manteau supérieur et sont reliés aux foyers secondaires par des chenaux.

On classe les volcans en monogéniques à éruption unique et polygéniques à éruptions multiples. On rattache aux volcans monogéniques les diatrèmes ou cheminées d'explosion. Leur genèse est en rapport avec une très forte explosion de gaz se dégageant du magma sans coulée de lave. En République fédérale d'Allemagne on appelle ce genre de volcans maars. Les maars sont de larges entonnoirs qu'entoure un anneau de produits meubles de l'explosion. Leur diamètre est de 200 à 3200 m, la profondeur de 150 à 400 m. Il est caractéristique que les cheminées (cratères) d'explosion observées dans telle ou telle région se disposent en ligne droite. Les cheminées d'explosion découvertes à Kimberley (en Afrique) ont reçu le nom de pipes de kimberlites. Dans les roches emplissant les cheminées de kimberlites on a découvert des diamants. Les cheminées de kimberlites ont été aussi décelées en U.R.S.S. en Yakoutie.

Les volcans centraux polygéniques se subdivisent à leur tour d'après le type d'éruption. Le type d'éruption est fonction de la nature des

laves. L'éruption volcanique à lave liquide pauvre en gaz se déroule tranquillement (type hawaïen). Toutefois, ces volcans au cours de l'éruption peuvent donner lieu à des fontaines de lave d'une hauteur de plusieurs dizaines de mètres. Les cônes des volcans constitués de laves solidifiées sont dits en boucliers. Leurs versants sont doux (angle de pente de 3 à 10°). Le diamètre des cratères peut atteindre 5 km.

Pour les volcans du type vésuvien la lave visqueuse riche en gaz bouche la cheminée en empêchant le libre épanchement. Aussi l'explosion de ces volcans est-elle précédée de secousses souterraines. Ensuite, on a une forte explosion de gaz projetant du cratère sur plusieurs kilomètres autour une énorme quantité de cendres, de lapillis et de bombes. Parfois les volcans émanent de très grandes quantités de lave. Les produits d'explosion construisent de hautes montagnes en cônes aux versants abrupts (jusqu'à 30°).

Pour les volcans du type de la montagne Pelée les gaz sont incapables de percer la lave visqueuse solidifiée au sein de la cheminée. Par d'énormes explosions ils arrivent à s'échapper par des ouvertures latérales. Les gaz dégagés sont portés à des températures élevées (jusqu'à 800 °C : nuées ardentes) et provoquent d'importantes destructions. La lave de ces volcans déborde lentement de la cheminée en formant un dôme dégénérant en aiguille ou obélisque.

A cause de la viscosité de la lave de composition acide l'éruption des volcans de type Krakatoa s'accompagne également d'importantes secousses souterraines et d'explosions avec projection de gaz et de cendres. La grande explosion consécutive détruit presque tout le volcan.

C'est ainsi qu'au cours d'éruption des volcans il se dégage des produits gazeux, liquides et solides.

Les produits gazeux sont essentiellement constitués de vapeurs d'eau et contiennent aussi de l'hydrogène, du chlore, du soufre, de l'azote, du carbone, de l'oxygène, du gaz carbonique, du méthane, de l'ammoniac, du gaz sulfureux, etc.

Les produits liquides d'éruptions sont : des laves constituées de fusions magmatiques qui à mesure que le magma progresse des profondeurs se débarrassent d'une grande partie des matières volatiles. La composition chimique des laves est très variée, y dominent O, Si, Al, Mg, Na, Ca, K, H et autres éléments. En s'épanchant à la surface et en se solidifiant la lave constitue des nappes et des coulées et, parfois, des entassements de blocs. Les roches basiques des plates-formes engendrées par un cycle de magmatisme sont dénommées trapps (par exemple, les trapps de la plate-forme Sibérienne).

Les produits solides d'éruptions se subdivisent suivant la dimension des particules de la façon suivante : cendre volcanique, les plus menues

(jusqu'à 1 mm) particules de lave solidifiée, débris de minéraux et, parfois, de roches allogènes ; sable volcanique, de petites particules de lave solidifiée de 1 à 2 mm ; lapillis, débris de lave de diamètre de 2 à 30 mm ; bombes volcaniques, morceaux de lave éjectés au cours de l'éruption en état plastique et qui en se solidifiant ont acquis des formes variées atteignant 15 m en section transversale. Les produits solides d'éruptions une fois déposés commencent à se tasser progressivement, ensuite sont cimentés et se transforment en roches qu'on appelle tuf volcanique.

Les phénomènes postvolcaniques ont lieu après la phase active des éruptions des volcans. Ces manifestations peuvent durer longtemps sous forme d'éruptions de petits volcans de boues (salses), de jaillissement de vapeur ou d'eau chaude (geyser), de diverses sources chaudes d'eau thermale et minérale.

Les zones volcaniques marquées par des fractures profondes et des mouvements tectoniques associés créent des conditions favorables à la naissance de foyers magmatiques au sein du manteau supérieur de la Terre. Par suite les volcans actifs se concentrent dans les zones de mouvements intenses de l'écorce terrestre. Une de ces zones peut être suivie le long du littoral de l'océan Pacifique en constituant l'anneau volcanique du Pacifique. Une autre zone englobant la Méditerranée et l'Indonésie s'étend de la Méditerranée au groupe insulaire d'Indonésie. La troisième zone est celle de l'Atlantique qui passe par l'Islande, les Açores, la Madère, les Canaries, les îles du Cap Vert, de l'Ascension, de Ste Hélène, de Tristan-da-Cunha.

Notion sur le métamorphisme des roches

Le métamorphisme des roches est l'ensemble de processus se déroulant au-dessous de la zone d'altération et entraînant des modifications dans les roches sous l'action de la pression, de la température et des matières chimiquement actives. Ces modifications se ramènent à une recristallisation partielle ou totale des roches avec formation de nouvelles structures et dans un grand nombre de cas à la genèse de nouveaux minéraux. Il se produit souvent dans ce cas un changement dans la composition chimique des roches.

On distingue trois types principaux de métamorphisme : le dynamométamorphisme, le métamorphisme de contact ou de pression et le métamorphisme régional (dynamothermal).

Le *dynamométamorphisme* ou le métamorphisme de dislocation est la transformation des roches à de basses températures sous l'effet de fortes pressions engendrées par le phénomène de plissement.

Le dynamométamorphisme peut être plastique et cataclastique. Au cours du dynamométamorphisme plastique la transformation des roches s'effectue sans désagrégation des composants minéraux. Il s'ensuit ainsi une schistosité secondaire des roches ou clivage. On appelle clivage la dislocation des roches en direction perpendiculaire à celle de la pression. Le dynamométamorphisme cataclastique entraîne la désintégration des roches, leur broyage et, partant, la formation de nouvelles roches cataclastiques.

Le *métamorphisme de contact* est la transfomation des roches sous l'effet du magma, ainsi que de produits volatils qui s'en dégagent et de solutions hydrothermales.

On distingue le métamorphisme de contact sans apport de matière ou thermal de celui à apport de matière dit additif. Ce dernier est divisé en métamorphismes pneumatolitique et hydrothermal.

Le métamorphisme thermal est dû à l'action de températures élevées (sous basses pressions) sous l'effet desquelles il se produit une recristallisation de la roche avec naissance de nouveaux minéraux. C'est ainsi que le calcaire se transforme en marbre de même composition mais de structure différente.

Le métamorphisme pneumatolitique déclenche la transformation des roches sous l'effet de gaz incandescents du magma donnant lieu à une substitution complète ou partielle des minéraux. Parmi les minéraux ainsi créés citons la muscovite, la topaze, le molybdène, la tourmaline, etc.

Le métamorphisme hydrothermal est le phénomène de transformation chimique des roches sous l'effet de solutions aqueuses chaudes qui se forment avec la condensation des vapeurs d'eau dégagées du magma et renfermant des matières chimiques volatiles.

Fort souvent le magmatisme pneumatolitique et hydrothermal exercent leur action simultanément.

Le *métamorphisme régional* est le phénomène qui s'observe dans les aires géosynclinales à de grandes profondeurs du fait de l'action commune sur les roches des pressions et des températures élevées, des hautes températures du magma et des solutions postmagmatiques.

Tremblements de terre

Les tremblements de terre sont des oscillations d'ondes élastiques affectant divers secteurs de la Terre. Ils peuvent être provoqués par des phénomènes tectoniques et volcaniques, des glissements de terrains à la surface terrestre et dans les cavités souterraines.

Les tremblements de terre tectoniques sont le fait de résolutions rapides de tensions accumulées au sein de la Terre qui s'accompagnent

d'oscillations élastiques de la matière dites ondes sismiques. Ils proviennent des fracturations et des mouvements de blocs d'écorce terrestre qui engendrent des fractures, des flexions d'onde, des failles directes et inverses, des décrochements, etc.

Les tremblements de terre volcaniques sont quelquefois très intenses ; ils sont engendrés par des secousses provoquées par des explosions de gaz en cours d'éruptions volcaniques.

Les tremblements de terre peuvent être consécutifs à des glissements de terrains à la surface de la terre et dans les cavités souterraines. La violence de ces tremblements de terre et l'aire de leur extension sont faibles.

Chaque année les stations sismiques enregistrent jusqu'à 10 000 tremblements de terre. 95 % de ces derniers sont dus aux mouvements tectoniques.

La région de la Terre où sont engendrés les séismes est appelée hypocentre. La profondeur de gisement de ce centre est variée et peut atteindre 700 km. Les tremblements de terre dont l'hypocentre est à 50 km au plus de la surface terrestre sont dits superficiels, ceux dont l'hypocentre est de 50 à 300 km sont dits intermédiaires et ceux dont l'hypocentre est à plus de 300 km sont dits à foyer profond. La projection de l'hypocentre sur la surface terrestre est dénommée épicentre. Des ondes sismiques sous forme d'oscillations amorties se propagent depuis l'hypocentre dans toutes les directions.

Les ondes sismiques se divisent en ondes longitudinales et transversales. La vitesse de propagation des ondes longitudinales est presque deux fois supérieure à celle des ondes transversales. Elle est fonction de l'élasticité et de la densité des roches traversées. Les vitesses maximales sont atteintes dans les roches cristallines (jusqu'à 6500 m/s). A la surface de séparation de différents milieux surgissent des ondes superficielles qui se propagent dans tous les sens à partir de l'épicentre à la vitesse ne dépassant pas 1000 m/s.

L'intensité des tremblements de terre est très variée. Chaque année on enregistre sur la Terre jusqu'à 150 forts séismes causant d'importantes destructions. En U.R.S.S. l'effort sismique se mesure à l'aide d'une échelle à 12 degrés.

Pour l'enregistrement des tremblements de terre on monte des stations sismiques équipées d'instruments spéciaux, les séismographes.

Il est très important pour la science de pouvoir prédire où, de quelle intensité et quand un tremblement de terre peut se produire. A cette fin en se basant sur la loi de répartition des zones sismiques où le nombre de tremblements de terre est le plus grand, on dresse des cartes régionales de sismicité. Pour l'époque actuelle d'évolution de la Terre on distin-

gue deux zones principales. Ces zones, comme les zones volcaniques, se rattachent aux aires de mouvements intenses de l'écorce terrestre, autrement dit, aux zones de plissements alpins et de mouvements tectoniques récents. Une de ces zones longe le littoral de l'océan Pacifique, l'autre correspond à la zone de la Méditerranée et de l'Indonésie.

Il est beaucoup plus difficile de prédire quand en un endroit quelconque se produira un tremblement de terre. A cette fin en U.R.S.S. comme dans d'autres pays situés dans des zones sismiques on organise des études spéciales. La construction d'immeubles et d'autres édifices est réalisée en ces zones en recourant à des procédés spéciaux garantissant la stabilité des édifices par rapport aux tremblements de terre d'intensité variée pronostiquée pour telle ou telle région.

CHAPITRE V

Minéraux de l'écorce terrestre

§ 1. Notions sur les minéraux

On appelle minéraux les composés chimiques et les éléments naturels mis en place à la suite de différents phénomènes chimiques et physiques se déroulant au sein de la Terre ou à sa surface.

L'étude de la composition chimique des minéraux, de leurs propriétés physiques et des conditions de la genèse est l'objet de la minéralogie. Les formes cristallines des minéraux sont étudiées par la cristallographie.

On compte dans la nature plus de 2000 minéraux. On distingue d'après leur état physique les minéraux liquides, gazeux et solides. Aux minéraux liquides appartiennent l'eau, le pétrole, le mercure ; aux gazeux, les gaz naturels, par exemple, le méthane et le sulfure d'hydrogène. Toutefois la grande majorité des minéraux sont des solides.

Suivant la répartition des molécules et des atomes on divise les minéraux solides en cristallins et amorphes. Pour les minéraux en état cristallin les molécules et les atomes s'arrangent en un ordre strict propre à chaque matière constituant leur réseau structural. Les propriétés physiques de ces minéraux demeurent constantes suivant toutes directions parallèles et se modifient suivant des directions non parallèles. Autrement dit, les corps cristallins ont des propriétés variant avec la direction, ou constituent des corps anisotropes. Les minéraux amorphes se caractérisent par un arrangement désordonné des molécules et des atomes. Leurs propriétés physiques se développent identiquement dans toutes les directions et, de ce fait, ce sont des corps isotropes.

Les minéraux en état cristallin se rencontrent généralement en agrégats (agglomérations de grains) et plus rarement en cristaux de forme régulière.

Les agrégats les plus répandus sont : 1) les agrégats granuleux constitués d'amas de grains minéraux accolés ; 2) les druses se présentant en forme de plusieurs minéraux accolés par la base ; 3) les concrétions, formations sphériques à structure zonée concentrique ou radiée ; 4) les géodes, excroissances minérales sur les parois de cavités de roches qu'elles remplissent partiellement ; 5) les sécrétions sont des vides remplis par la matière minérale ; 6) les oolithes, corps sphériques et ellipsoïdaux à structure concentrique et écaillée, parfois radiée ; se caractérisent par la présence au centre de débris minéraux, de restes organiques ou même de bulles de gaz ; se rencontrent souvent dans les calcaires, les minerais de fer, les bauxites, les roches siliceuses ; 7) les dendrites, formations arborescentes composées de cristaux ramifiés engendrés par cristallisation accélérée des minéraux ; 8) les enduits naissant aux dépens du dégagement des matières minérales des solutions ; ce sont les stalactites, les stalagmites, les rognons, etc.

La forme que peuvent prendre les cristaux est très variée ; celle d'octaèdre, de dodécaèdre, de prisme quadratique et triangulaire, de pyramide.

§ 2. Propriétés physiques des minéraux

Parmi les propriétés physiques essentielles des minéraux on range la forme cristalline, la couleur en échantillon, en poudre fine (poussière ou rayure), l'irisation, la transparence, l'éclat, la dureté, le clivage, la cassure, la densité, etc. En se fondant sur ces propriétés on est en mesure d'identifier la plupart des minéraux sans passer à l'analyse chimique.

La *forme cristalline* est peut être l'indice externe le plus sûr d'identification des minéraux. Mais dans la nature les minéraux se rencontrent en général sous forme de grains de formes irrégulières ne présentant pas de faces cristallographiques suffisamment nettes et, par suite, il est difficile d'établir leur forme cristalline à l'œil nu. On utilise à cette fin des méthodes optiques d'étude sur lames minces.

Parfois les minéraux prennent des formes cristallines qui ne leur sont pas propres. Il en est ainsi en cas de substitution de minéraux avec conservation de la forme antérieure. Ce phénomène porte le nom de pseudomorphisme. C'est ainsi, par exemple, qu'on rencontre dans la nature des cubes de limonite qui ne constituent jamais leurs formes cristallines et sont un pseudomorphisme en pyrite cristallisant sous forme de cubes.

La *couleur* des minéraux est un indice important pour leur caractéristique et leur diagnostic. On distingue la couleur en échantillon et sa cou-

leur en poudre fine, la poussière. La couleur des minéraux peut être le corollaire de ses propriétés internes, d'infimes additions isomorphes et d'inclusions de minéraux allogènes, d'effets lumineux variés (essentiellement dus aux phénomènes d'interférence). Aussi la couleur d'un même minéral peut-elle présenter des teintes variées.

La *couleur de la rayure (poussière)* est la couleur de la poudre fine du minéral laissée sur une plaque de porcelaine poreuse rayée par ce dernier. La couleur de la rayure (poussière) peut différer de celle de l'échantillon.

L'*irisation (chatoiement)* est la teinte acquise par les minéraux du fait de l'apparition sur ces derniers de lames minces d'autres minéraux. Cette couleur est le plus souvent irisée aux reflets changeants rappelant celle des lames minces du pétrole, mais quelquefois elle est monocolore.

L'*éclat* des minéraux est dû à leur faculté de réfléchir la lumière et est essentiellement fonction de l'indice de réfraction de la lumière. On distingue l'éclat métallique et semi-métallique des minéraux opaques, l'éclat vitreux, adamantin, nacré, résineux, cireux, etc.

La *dureté* des minéraux est le degré de résistance à l'action mécanique d'un autre corps plus résistant. La définition précise de la dureté minérale s'effectue avec des instruments spéciaux appelés microduromètres. De façon approchée la dureté s'apprécie au moyen de minéraux étalons de l'échelle de Mohs qui comprend 10 minéraux se disposant dans l'ordre de 1 à 10 : 1 — talc, 2 — gypse, 3 — calcite, 4 — fluorine, 5 — apatite, 6 — orthose, 7 — quartz, 8 — topaze, 9 — corindon, 10 — diamant.

Si l'un des minéraux raye l'autre il est considéré comme plus dur. Pour déterminer la dureté d'un minéral on le compare à une paire de minéraux étalons voisins.

Le *clivage* des minéraux est la propriété des cristaux de se fendre suivant des plans parallèles aux faces vraies et possibles. Ces plans sont les plans de clivage. Le phénomène de clivage s'explique par les particularités de la structure intime des cristaux. On distingue plusieurs degrés de clivage. Pour un clivage de haute perfection le minéral se fend facilement à la main en plusieurs lamelles (mica, gypse). Le clivage parfait se manifeste dans le fait qu'avec le choc au marteau le minéral se fend suivant des plans réguliers (calcite). Pour un clivage moyen le minéral en se fendant forme une surface en escalier aux gradins parallèles (feldspath). Avec un clivage imparfait on ne discerne que rarement sur les fragments du minéral fendu des restes de plans (béryl). Quant aux minéraux au clivage très imparfait on n'observe pratiquement pas sur la cassure de plans réguliers parallèles l'un à l'autre (quartz).

La *cassure* est la forme de la surface de fendage sur laquelle il est impossible de discerner des éléments de clivage. Les formes de cassure

sont : la forme conchoïde rappelant la surface ondulée des coquilles (soufre) ; la forme écailleuse rappelant une planche non rabotée (amphibole) ; la forme terreuse présentant une surface mate qui semble recouverte de poussière fine (craie, limonite) ; la forme grenue propre aux minéraux à structure granuleuse (marbre, anthracite).

La *densité relative* (ou *poids spécifique*) des minéraux varie des fractions d'unité (gaz, pétrole, glace) jusqu'à 23 (osmiridium). En conséquence on distingue les minéraux légers de poids spécifique jusqu'à 2,5 ; les minéraux moyens de poids spécifique allant de 2,5 à 4 et les minéraux lourds de poids spécifique supérieur à 4.

A côté des propriétés générales des minéraux mentionnées plus haut il y a une série de minéraux possédant des propriétés physiques qui leur sont propres et qui parfois permettent seules de les identifier. Dans ce groupe de propriétés on range la transparence des minéraux, la ductilité, la fusibilité, les propriétés magnétiques, la réponse aux acides, etc.

§ 3. Classification des minéraux suivant la composition chimique

Suivant leur composition chimique tous les minéraux sont groupés en plusieurs classes dont les plus importantes sont : les éléments natifs, les sulfures, les haloïdes (halogénures), les oxydes et les hydroxydes, les carbonates, les phosphates, les sulphates, les silicates ainsi que les composés organiques naturels.

ÉLÉMENTS NATIFS. C'est la classe des minéraux composée d'un seul élément. Ils sont assez rares dans l'écorce terrestre. S'y rapportent l'or, l'argent, le cuivre, le platine, le graphite, le soufre, etc.

Soufre S. Se rencontre sous forme de cristaux et d'agrégats terreux, de nodules, d'enduits ; la couleur varie de jaune paille au brun ; la poussière est incolore ; l'éclat est gras ; la dureté de 1,5 à 2,5 ; le clivage imparfait ; le poids spécifique 2 ; se forme par décomposition chimique du gypse et des sulfures ou lors des éruptions volcaniques.

SULFURES (COMPOSÉS SULFURÉS). La classe des sulfures embrasse plus de 250 minéraux. Par leur composition chimique les sulfures constituent des composés de différents éléments avec le soufre (dérivés de H_2S). Les plus répandus sont : la galène, la sphalérite, la chalcopyrite, la pyrite, la bornite, le cinabre, la molybdénite, etc.

Galène (plomb sulfuré) PbS. Les cristaux sont de forme cubique ; couleur gris plomb ; poussière gris noir, brillante ; opaque ; éclat métallique ; dureté 2,5 ; le clivage parfait suivant le cube ; poids spécifique 7,5 ; se rencontre souvent avec la pyrite et la sphalérite ; contient souvent des additions d'argent ; origine hydrothermale. Utilisée comme minerai de plomb et d'argent.

Sphalérite (blende) ZnS. Se rencontre en cristaux de forme tétraédrique ; couleur brune, marron, noire, plus rarement jaune, verdâtre ; rouge, quelquefois incolore ; la poussière est jaune ; l'éclat adamantin, gras ; transparent ou demi-transparent ; isotrope ; dureté de 3 à 4 ; clivage de haute perfection ; poids spécifique de 3,5 à 4,2 ; se forme en conditions hydrothermales. Est utilisée comme minerai de zinc.

Chalcopyrite (pyrite cuivreuse) $CuFeS_2$. Se rencontre sous forme de grains irréguliers et de masses unies ; cristaux tétraédriques et octaédriques ; couleur jaune laiton, souvent à chatoiement multicolore ; poussière noire à teinte verdâtre ; éclat métallique ; dureté de 3 à 4 ; clivage imparfait ; poids spécifique de 4,1 à 4,3 ; opaque ; peu anisotrope ; origine diverse. Est utilisée comme minerai de cuivre.

Pyrite FeS_2. C'est le sulfure le plus répandu ; se rencontre en cristaux cubiques, en masses unies, en concrétions, etc. ; la couleur est jaune clair avec chatoiement jaune laiton, brune et bigarrée ; opaque ; isotrope ; dureté 6,65 ; clivage très imparfait ; poids spécifique de 4,9 à 5,2 ; origine diverse. Est utilisée comme matière première pour la production de l'acide sulfurique.

COMPOSÉS HALOÏDES (HALOGÉNURES). Les minéraux de cette classe sont des sels d'acides HCL, HF, HBr, HI. Les plus répandus sont les sels d'acide chloreux, la halite et la sylvine.

Halite (sel gemme) NaCl. Se rencontre en agrégats cristallins plus rarement en cristaux cubiques isolés ; incolore ou blanche, avec variantes rouge, grise, bleue, jaune ; transparente et translucide ; dureté 2 ; clivage parfait suivant trois directions ; poids spécifique 2,15 ; fragile ; très soluble dans l'eau ; goût salé ; se forme en cours de sédimentation, se dépose au fond des lacs salés et constitue des gisements stratifiés.

OXYDES ET HYDROXYDES. Les minéraux de cette classe constituent environ 17 % de la masse de la lithosphère. La classe est divisée en deux groupes : 1) les oxydes et les hydroxydes de silicium (quartz, calcédoine, opale et autres), 2) les oxydes et les hydroxydes des métaux (hématite, magnétite, limonite, cassitérite, corindon et autres).

Quartz SIO_2. C'est un des minéraux les plus répandus dans la nature, il participe à plus de 12 % de la masse de la lithosphère ; se rencontre en agrégats grenus, présente des cristaux bien formés en prismes hexagonaux flanqués d'une ou de deux pyramides hexagonales ; les faces sont souvent couvertes de stries horizontales ; la couleur du quartz est variée ; sa variante incolore et transparente est le cristal de roche ; la variété grisâtre est le quartz enfumé ; la violette, l'améthyste ; la noire, le morion ; l'éclat est vitreux sur les faces, en cassure, gras ; la dureté 7 ; le clivage très imparfait ; la cassure conchoïde, irrégulière ; le poids spécifique 2,7 ; l'origine du quartz est variée.

La variété cryptocristalline du quartz est appelée *calcédoine*. Elle constitue des masses compactes, des concrétions, des nodules gris laiteux, jaunes et d'autres teintes ; la variété de la calcédoine à bandes diversement colorées est l'agate, quant à celle encrassée de sable et d'argile c'est le silex.

Opale $SiO_2 \cdot nH_2O$. C'est un minéral amorphe qui se rencontre en masses compactes de concrétions ; la couleur est jaunâtre, orange, rougeâtre, noire ; l'éclat faiblement vitreux, un peu gras ; la cassure conchoïde, irrégulière ; la dureté 5,5 ; le poids spécifique de 1,9 à 2,3 ; les morceaux d'opale chauffés dans une éprouvette dégagent de l'eau, c'est en quoi l'opale diffère de la calcédoine.

Hématite (fer séculaire) Fe_2O_3. Se rencontre en agrégats de paillettes, d'écailles, de grains, terreux, rarement en cristaux rhomboédriques ; la couleur en cristaux varie de gris acier au noir, en écailles paraît rouge foncé, en agrégats terreux rouge ; la poussière est rouge cerise ; l'éclat métallique ; la dureté de 5 à 6 ; le clivage imparfait ; la cassure conchoïde ; opaque ; poids spécifique 5,2 ; possède des propriétés magnétiques ; d'origine métamorphique et hydrothermale. L'hématite est un important minerai de fer.

Magnétite (oxyde magnétique) $FeO \cdot Fe_2O_3$. Se rencontre en masses grenues, sous forme d'inclusions, en cristaux ; la couleur est noir de fer avec irisation bleuâtre ; la poussière est noire ; l'éclat métallique ; opaque ; la dureté de 5,5 à 6,5 ; le clivage imparfait ; le poids spécifique de 4,9 à 5,2 ; est douée d'importantes propriétés magnétiques ; les plus grands gisements sont d'origine métamorphique.

CARBONATES. La classe des carbonates comprend les minéraux constitués de sels d'acide carbonique H_2CO_3. Tous les carbonates réagissent avec l'acide chlorhydrique HCl. Ils constituent près de 2 % de la masse de l'écorce terrestre. Certains carbonates constituent des gisements métallifères : de fer, de manganèse, de cuivre, de zinc, de plomb, etc.

Calcite (spath d'Islande) $CaCO_3$. C'est le minéral le plus répandu de cette classe, il compose en entier les roches telles que le calcaire, la craie, le marbre ; incolore, blanche, à cause d'additions prend quelquefois des teintes jaunes, rosâtres, grisâtres et bleuâtres ; la poussière est blanche ; l'éclat vitreux, parfois nacré ; transparente ou translucide, les cristaux transparents de calcite s'appellent spath d'Islande ; la dureté vaut 3 ; le clivage est parfait ; le poids spécifique de 2,6 ; réagit violemment avec l'acide chlorhydrique ; origine sédimentaire, hydrothermale, biogène, peut aussi être le produit d'un métamorphisme. Est utilisée dans la construction, l'industrie métallurgique, chimique, optique et autres branches de l'industrie.

Dolomite $MgCa(CO_3)_2$. Se rencontre en masses de grains cristallins, en agrégats du sol, sphériques et autres ; la couleur est blanche, grisâtre,

rougeâtre, verdâtre ; l'éclat vitreux ; la dureté de 3,5 à 4 ; le clivage parfait ; le poids spécifique de 2,8 à 2,9 ; réagit à l'HCL en poudre ou chauffée ; l'origine hydrothermale et sédimentaire. Est utilisée en construction, l'industrie métallurgique et autres branches d'industrie.

PHOSPHATES. Les phosphates sont relativement peu répandus. Leur masse ne dépasse pas 0,1 % de celle de la lithosphère. Des nombreux minéraux de cette classe, essentiellement des sels d'acide orthophosphorique, le plus grand intérêt pratique présentent l'apatite et la phosphorite.

Apatite Ca_5 (F ou Cl) $(PO_4)_3$. Se rencontre en masses grenues à texture fine, plus rarement en cristaux isolés de prisme hexagonal atteignant d'énormes dimensions ; la couleur est blanche, verte, violette, brune ; la poussière claire ; l'éclat vitreux, sur la cassure onctueux ; dureté 5 ; clivage imparfait ; cassure irrégulière ; poids spécifique 3,2 ; se forme par voie magmatique lors d'insinuation des magmas alcalins. Sert de matière première dans la fabrication du phosphore et d'engrais phosphoriques.

Les *phosphorites* possèdent la même composition que les apatites, mais se forment sous l'effet de facteurs exogènes ; leur origine est sédimentaire, chimique et biogène ; se dissolvent facilement une fois chauffées dans les acides chlorhydrique et azotique. Sont utilisées pour la production du superphosphate.

SULFATES. Les minéraux de cette classe sont des sels d'acide sulfurique. Ils se forment essentiellement par dépôt de sels d'acide sulfurique au sein des lagunes et des lacs ainsi que par oxydation de sulfures. Les plus répandus sont le gypse et l'anhydrite.

Gypse $CaSO_4 \cdot 2H_2O$. Se rencontre en gros et en fins cristaux tabulaires ; la couleur est blanche, incolore, les additions engendrant des teintes différentes ; la poussière est blanche ; l'éclat vitreux ; dureté 2 ; clivage de haute perfection ; poids spécifique 2,3. Une fois déshydraté le gypse devient l'anhydrite.

Anhydrite $CaSO_4$. Se rencontre en masses compactes finement grenues, la couleur est blanche ; l'éclat vitreux ; translucide ; dureté de 3 à 3,5 ; clivage parfait ; poids spécifique 3.

Silicates. C'est la classe minérale la plus nombreuse. On leur doit plus de 33 % de tous les minéraux. Les silicates composent jusqu'à 75 % de la masse de l'écorce terrestre (quartz excepté qui leur ressemble par sa structure interne). Ils participent à la formation des roches, certains constituent des minéraux utiles de grande valeur : pierres précieuses, micas, matière première de la céramique, minerais. Les silicates sont des sels d'acides silicique et alumosilicique. Les plus répandus sont les feldspaths. Ils constituent jusqu'à 50 % de la masse de l'écorce terrestre. Les feldspaths se divisent à leur tour en feldspaths potassiques et en plagioclases.

L'orthoclase (orthose) est le plus important des feldspaths potassiques.

Orthoclase $KAlSi_3O_8$. C'est la partie composante des roches sédimentaires, ignées et métamorphiques ; se rencontre en masses grenues et en cristaux tabulaires ; couleur blanche, gris clair, rose, rouge viande ; éclat vitreux ; dureté 6 ; clivage parfait ; poids spécifique 2,6 ; une variété de l'orthoclase est le microcline.

Les *plagioclases* englobent le groupe de minéraux où entrent le mélange de deux minéraux finaux de ce groupe : l'albite $NaAlSi_3O_8$ et l'anortite $CaAl_2Si_2O_8$ qui possèdent un réseau cristallin identique. Ce mélange de minéraux est dit isomorphe. Le groupe de plagioclases est composé de minéraux suivants : l'albite, l'oligoclase, l'andésine, le labrador, la bytownite et l'anorthite.

Albite. Se rencontre en masses grenues compactes ; forme des cristaux lamellaires d'aspect de druses ; la couleur est habituellement blanche ; la poussière blanche ou incolore ; l'éclat souvent nacré ; dureté de 5,5 à 6 ; clivage parfait suivant deux directions ; poids spécifique 2,6.

Un des groupes des silicates est constitué de pyroxènes.

Augite $Ca(Mg, Fe, Al) (Si, Al)_2O_6$. C'est la plus représentative du groupe des pyroxènes ; se rencontre le plus souvent en agrégats grenus ; les cristaux prennent la forme de colonnes octoédriques ; la couleur est noir verdâtre et noire ; éclat vitreux ; dureté de 5 à 6 ; clivage moyen ; poids spécifique 3,5.

A la différence des pyroxènes les minéraux du groupe des amphiboles sont doués d'une autre structure cristalline. Le minéral type de ce groupe est l'amphibole (hornblende).

Amphibole. Présente une composition chimique très complexe et instable ; les cristaux sont des prismes allongés quadratiques et hexagonaux ; se rencontrent en masses fibreuses compactes et en cristaux isolés ; couleur vert sombre, noire ; poussière verte ; dureté 5,5 ; clivage parfait suivant deux directions, suivant la troisième présente une cassure ceroïde ; éclat vitreux ; poids spécifique de 3,1 à 3,3.

Un grand groupe de minéraux est composé de *silicates en feuilles* (philosilicates) auxquels on rattache les micas (muscovite et biotite), le talc, la serpentine, la caolinite, la glauconite et autres.

Muscovite (mica blanc). C'est un minéral incolore à éclat vitreux, nacré ; dureté de 2 à 3 ; clivage de haute perfection, se fend en plaques très fines suivant des plans de clivage ; poids spécifique 2,7 ; se forme au cours des processus magmatiques et métamorphiques. Est utilisée en électro et radiotechnique et en d'autres industries.

Kaolinite (argile kaolinique) $Al_2(OH)_8$ $[Si_2O_5]$. Se rencontre en masses compactes poudreuses et terreuses ; couleur blanche, gris blanc, jau-

nâtre ; dureté 1 ; cassure terreuse ; adhère à la langue ; poids spécifique 2,6 ; se forme par altération principalement des feldspaths, des micas ainsi que des roches qui les contiennent. Est utilisée en construction, en céramique, dans le forage de puits, pour l'obtention de l'aluminium.

COMPOSÉS ORGANIQUES NATURELS. Parmi les composés organiques naturels un rôle particulier est réservé aux hydrocarbures. Ce sont des composés chimiques solides (durs), liquides et gazeux du carbone (C) et de l'hydrogène (H) appelés bitumes qui s'obtiennent par décomposition de matières organiques.

Aux bitumes liquides appartient le pétrole. Son étude est décrite en détail dans la deuxième partie de ce manuel.

Aux bitumes solides (durs) se rapportent les asphaltes, les kérites, les antraxolites, etc. Tous les bitumes durs (à l'exception de l'ozokérite) sont des produits de transformation de résines de pétrole dures du type naphténoaromatique.

Asphaltes (roches asphaltiques). C'est un minéral fragile (quelquefois visqueux) résineux brun sombre, presque noir ; est un mélange d'hydrocarbures oxydés de teneur en C de 67 à 88 %, en H de 7 à 10 % et en O + N + S de 2 à 23 % ; dureté 2 ; poids spécifique de 1,0 à 1,2 ; est un produit de transformation de pétroles à base de naphtènes ; se dissout facilement dans l'essence de térébentine, dans le chloroforme et dans le sulfure de carbone ; empreigne souvent les sables et les calcaires, se rencontre aussi en filons, remplit les cavités en formant des lacs. Les asphaltes sont très utilisés en industrie.

Asphaltites. C'est le groupe de bitumes fossiles durs et plus purs que les asphaltes, albertites, gremites, grahamites. La composition élémentaire des asphaltes et des asphaltites est presque la même ; la couleur des asphaltites est noire ; fragiles ; la surface de la cassure est brillante ; le poids spécifique de 1,13 à 1,20 ; se dissolvent complètement dans le chloroforme ; fondent sans décomposition apparente.

Kérites. Ce sont des bitumes d'hydrocarbures durs formés par métamorphisme de pétroles ; composition élémentaire : C (80 à 90 %), H (4 à 10 %), O + N + S (2,5 à 10 %) ; dures, minéraux très fragiles de couleur noire à fort éclat ; dans les solvants organiques se dissolvent incomplètement ; ne fondent pas chauffées mais gonflent et se décomposent.

Antraxolites. A la différence des bitumes durs passés en revue plus haut les antraxolites sont des produits d'un métamorphisme de pétroles plus poussé. C'est une matière noire, fragile, brillante, qui ne se dissout pas dans les solvants organiques ; ne fond pas chauffé ; composition élémentaire: C (90 à 99 %), H (0,2 à 4 %), O + N + S (0,5 à 5 %) ; poids spécifique de 1,3 à 2,0 ; se rencontre en filons.

Ozokérites (cire minérale). Minéraux de couleur variant de jaune clair au noir, à cassure conchoïde ; poids spécifique de 0,85 à 0,97 ; température de fusion de 52 à 82 °C. La dureté des ozokérites se détermine d'après la profondeur de pénétration de l'aiguille sous charge ; elle varie de 2 à 8 °C (rayure de l'ongle) jusqu'à 360° (état pâteux) ; les ozokérites brûlent avec une flamme vive. Composition élémentaire : C (84 à 86 %), H (13 à 15 %), N (0 à 26 %), S (0 à 0,2 %). Dans la composition des ozokérites prédominent des hydrocarbures paraphiniques durs de la série du méthane (C_nH_{2n+2}). Se dissolvent facilement dans l'essence, le pétrole lampant, le sulfure d'hydrogène, les résines, le chloroforme. Sont largement utilisées en éléctrotechnique, en parfumerie, dans l'industrie du cuir et textile, de même qu'en médecine.

Bitumes gazeux. On groupe sous ce titre les gaz d'hydrocarbures naturels parmi lesquels on distingue les gaz secs, les gaz associés, les gaz à condensat et les gaz de gîtes carbonifères. Ils sont étudiés en détail dans la deuxième partie de ce manuel.

§ 4. Minéraux pétrogènes

Les minéraux fixant les propriétés essentielles des roches sont dits pétrogènes. Y sont rattachés les feldspaths, le quartz, les amphiboles, les pyroxènes, les micas, les carbonates, les sulfates, etc.

A côté des minéraux pétrogènes on distingue les minéraux secondaires et accessoires. On range dans la catégorie des minéraux secondaires ceux dont la présence ou l'absence ne dérange pas la classification adoptée des roches et ne modifie pas leurs propriétés principales. Les minéraux accessoires sont ceux dont la quantité est infime mais qui du point de vue de la qualité constituent l'addition marquante des roches. On les utilise pour des corrélations des roches permettant de déterminer l'âge des dépôts sédimentaires en différentes régions ainsi qu'à d'autres fins. Chaque groupe de roches se caractérise par des minéraux pétrogènes qui lui sont propres. Les minéraux, secondaires pour certaines roches, peuvent être pour d'autres, des minéraux pétrogènes.

CHAPITRE VI

Les roches

§ 1. Généralités

On appelle roches des agrégats compacts ou meubles qui constituent l'écorce terrestre et sont composés de minéraux homogènes ou différents, ainsi que de fragments d'autres roches. La science qui étudie la composition minéralogique et chimique des roches, leur architecture, les conditions d'arrangement est nommée pétrographie.

Les roches sont le fait des processus géologiques se déroulant au sein de l'écorce terrestre ou à sa surface. Suivant leur origine elles peuvent être magmatiques (ignées), sédimentaires et métamorphiques.

A côté d'autres indices de roches on étudie encore leur structure et leur texture.

La *structure* embrasse les particularités de l'architecture de la roche assurée par les dimensions, la forme, la nature d'association des minéraux constituants ainsi que par le degré de cristallinité de sa matière. On distingue plusieurs types principaux de structures des roches ignées.

La structure holocristalline est propre aux roches composées de minéraux en grains cristallins. Suivant les dimensions des grains on a les structures suivantes : à gros grains (plus de 5 mm), à grains moyens (de 5 à 1 mm) et à grains fins (moins de 1 mm).

Dans la structure cryptocristalline (aphanitique) les grains des minéraux sont si fins qu'on les distingue à peine au microscope.

Les roches possédant une structure vitreuse se composent d'une masse amorphe non cristallisée.

La structure porphyrique des roches se distingue dans une masse amorphe vitreuse par des cristaux isolés appelés moucheture ou phénocristaux.

On entend sous texture (*arrangement*) l'orientation et la répartition mutuelle des éléments constitutifs de la roche dans l'espace occupé par cette dernière. On distingue plusieurs types de textures.

La texture massive ou désordonnée est propre aux roches ne présentant aucune régularité dans leur arrangement de minéraux.

La texture stratifiée s'observe dans les roches sédimentaires présentant de fines couches de composition, de structure, de couleur, de dimensions, etc. variables.

La texture schisteuse est propre aux roches se scindant en de fines lamelles s'orientant suivant une même direction.

La texture amygdaloïde est caractéristique pour des roches renfermant des amygdales dont la matière diffère fortement de celle de la roche encaissante.

Dans les roches à texture fluidale les cristaux des minéraux se disposent suivant l'écoulement de la lave.

La texture poreuse est propre aux roches transpercées de pores visibles dus au gaz dégagé à la solidification du magma.

§ 2. Roches ignées ou magmatiques

On appelle roches ignées ou magmatiques les roches formées par refroidissement et solidification du magma aussi bien en profondeur au sein de l'écorce terrestre qu'à la surface de la Terre après l'effusion. Par

suite elles se divisent en roches de profondeur ou intrusives (plutoniques) et en roches effusives ou volcaniques. Les roches intrusives se subdivisent à leur tour en abyssales solidifiées à de grandes profondeurs et hypabyssales durcies à de faibles profondeurs. Les roches effusives non modifiées sont dites cénotypes, quant à celles plus anciennes soumises à divers changements, elles sont dénommées paléotypes.

Les roches intrusives et effusives présentent diverses structures et textures. Les roches abyssales se caractérisent par une structure holocristalline et une texture massive. Les roches effusives possèdent plus souvent des structures vitreuses, cryptocristallines et porphyriques et des textures fluidales, poreuses, amygdaloïdes et parfois massives. Les roches cénotypes ont habituellement une texture poreuse. Les roches paléovolcaniques sont plus compactes et leurs phénocristaux sont très altérés. Les roches hypabyssales jouissent d'une structure porphyrique. Toutefois ces roches de genèse intermédiaire peuvent posséder une structure holocristalline. C'est ainsi que d'après la sturcture et la texture on est en mesure de déterminer les conditions de formation de la roche.

Les roches ignées diffèrent par leur composition chimique et minéralogique et présentent des propriétés physiques variées. Les différences de composition chimique s'apprécient d'après la teneur en silice (SiO_2) de la roche. Cet indice permet de subdiviser les roches intrusives et effusives en acides (SiO_2 de 75 à 65 %), neutres (SiO_2 de 65 à 52 %), basiques (SiO_2 de 52 à 40 %) et ultrabasiques (SiO_2 moins de 40 %).

Le degré d'acidité des roches ignées est fixé d'après la teneur en ces dernières du quartz et de l'olivine qui ne se rencontrent pas ensemble. Les roches acides contiennent beaucoup de SiO_2 dont l'excès est concrétisé par les grains de quartz. Dans les roches neutres on n'observe pratiquement pas de quartz. Dans les roches basiques avec la diminution de la teneur en silice s'accroît celle de l'olivine. C'est dans les roches ultrabasiques qu'est contenu le plus d'olivine.

Le degré d'acidité s'apprécie également d'après la couleur et le poids spécifique de la roche. La couleur est fonction de la présence de minéraux colorés (lourds) dans la roche tels que la biotite et l'amphibole, l'augite et autres. Dans les roches acides prédominent les silicates clairs (blancs), notamment la biotite et l'amphibole. Plus les roches sont acides plus elles sont claires. Dans les roches basiques augmente la teneur en silicates lourds (sombres), d'augite.

Avec la diminution d'acidité le poids spécifique des roches augmente : pour les roches acides il est de 2,5 à 2,7, les roches neutres, de 2,7 à 2,8, les roches basiques de 2,9 à 3,1 et les roches ultrabasiques de 3,1 à 3,3.

ROCHES ACIDES. Les minéraux essentiels des roches acides sont les feldspaths potassiques, les plagioclases acides, le quartz et les minéraux lourds (colorés) : les micas, les amphiboles et, parfois, les pyroxènes. La teneur des feldspaths dans les roches acides monte jusqu'à 60 à 70 % et détermine leur teinte claire. Parmi les roches acides les plus répandues sont les roches intrusives, le granite et le granodiorite et, plus rarement, leurs analogues effusifs, la liparite et le porphyre quartzeux.

Le *granite* est une roche abyssale de structure holocristalline ; la couleur rouge, rose, grise, jaunâtre ; une variété de granite sans mica est appelée aplite et sans feldspath, le greisen ; très répandu dans la nature. Est utilisé en construction.

La *liparite* est l'analogue effusif du granite ; de structure porphyrique ; dans la masse vitreuse sont insérés des grains de feldspath et de quartz ; la texture est généralement fluidale ; la couleur claire, rose blanc ou jaune blanc. La roche de composition analogue à la liparite mais de structure vitreuse est appelée verre volcanique (obsidienne).

ROCHES NEUTRES. Les minéraux essentiels des roches neutres sont les plagioclases claires ou les feldspaths potassiques, et, parmi les minéraux colorés, les micas, l'amphibole et plus rarement l'augite. Cette proportion des minéraux détermine la teinte claire des roches. Aux roches neutres intrusives on rattache la syénite, la diorite et aux effusives, l'andésite et le trachyte.

Les *syénites* sont des roches abyssales à structure holocristalline et à grains moyens ; la couleur varie de rose au grisâtre ; se rencontre sous forme de corps intrusifs isolés ou aux marges des massifs granitiques. Les syénites sont souvent en rapport avec les gisements de magnésite, de cuivre, d'or, de tungstène et autres.

Les *diorites* sont aussi des roches abyssales de structure holocristalline ; se rencontrent en blocs ou à la périphérie des massifs intrusifs. Les diorites sont en rapport étroit avec des gisements de cuivre et polymétalliques.

Les *andésites* sont l'analogue effusif de la diorite de couleur gris foncé ou noire ; la structure est porphyrique ; la masse essentielle est cryptocristalline ; la texture est poreuse ; forment les cônes des volcans éteints du Kazbek et d'Elbrous au Caucase ; sont répandues dans les régions montagneuses bordant le littoral du Pacifique.

Les *trachytes* sont l'analogue effusif de la syénite ; possèdent une structure porphyrique et une texture poreuse ; les mouchetures sont des cristaux de sanidine ; la couleur à l'état frais est jaune clair, gris clair ou rosâtre ; se rencontrent en nappes et en coulées ; très répandues au Caucase du Nord et en Arménie.

ROCHES BASIQUES. Les minéraux pétrogènes principaux sont les pyroxènes (augites) et les plagioclases (souvent le labrador) et en quantité moindre l'amphibole et l'olivine. La teinte des roches est foncée. Dans les roches intrusives sur un fond foncé apparaissent des grains gris foncé des plagioclases. Les représentants principaux des roches intrusives sont le gabbro et les diabases, tandis que leurs analogues effusifs sont les basaltes.

Le *gabbro* est une roche abyssale holocristalline de coloration sombre composée d'augite, d'amphibole et de plagioclase. Une variété composée de labrador est appelée labradorite. Des gisements de cuivre et de titanomagnétite peuvent être en rapport avec les gabbros.

Les *diabases* sont des roches d'aspect paléotype holocristallines à grains moyens et fins composées d'augite et de plagioclase ; présentent une structure ophitique (diabasique) aux contours de cristaux de plagioclase plus nets que ceux du pyroxène (d'augite) ; la teinte est gris verdâtre et gris sombre.

Les *basaltes* sont des roches effusives cryptocristallines de couleur noire et gris sombre ; souvent dans la masse aphanitique principale de la roche on distingue des mouchetures porphyriques d'augite, d'olivine, de plagioclase, d'amphibole ; se rencontrent en nappes et en coulée dont l'épaisseur atteint des centaines et des milliers de mètres et l'aire s'étend sur des centaines et des milliers de kilomètres carrés. Le volume de toutes les autres roches ignées est de beaucoup inférieur à celui des basaltes. Sont particulièrement énormes les aires du fond d'océans occupées par les basaltes.

ROCHES ULTRABASIQUES. Les roches de ce groupe sont presque exclusivement composées d'olivine et de pyroxène (d'augite), riches en oxydes de fer et de magnésium entraînant l'accroissement de leur poids spécifique jusqu'à 3,3. A cause de la couleur foncée de ces minéraux la coloration des roches est sombre ou noire à teinte verdâtre. Les roches ultrabasiques effusives sont très rares. Les représentants principaux des roches ultrabasiques sont la dunite, le pyroxène et la péridotite.

La *dunite* est essentiellement composée d'olivine ; la couleur est jaune vert aux teintes différentes ; très répandue dans l'Oural.

La *pyroxénite* est essentiellement formée de pyroxène (d'augite) avec de faibles additions d'olivine ; la structure est holocristalline avec des grains allant des fins aux gros ; la couleur est noire.

La *péridotite* est une roche composée d'olivine et d'augite ; la structure est à grains moyens ; la couleur vert foncé ou vert noir, se rencontre dans l'Oural, en Sibérie orientale, au fond des fossés tectoniques (d'effondrement) des dorsales médio-océaniques.

§ 3. Roches sédimentaires

La formation des roches sédimentaires résulte des phénomènes exogènes. Parmi les roches sédimentaires on distingue les roches détritiques (clastiques), chimiques et organogènes.

ROCHES DÉTRITIQUES (clastiques). Ces roches sédimentaires se forment par destruction des roches préexistantes, par transport de leurs débris vers le bassin d'accumulation des dépôts et par différenciation en cours de sédimentation.

Le trait particulier de la texture des roches clastiques est leur stratification qui peut être essentiellement horizontale ou bien oblique et irrégulière. On dégage également une texture gaufrée.

Les particularités de texture des roches clastiques sont fonctions de la nature, de l'arrangement mutuel et du rapport quantitatif entre les grains de la roche et les substances qui les cimentent.

On appelle ciment les substances minérales remplissant dans les roches sédimentaires les intervalles entre les grains et les fragments de roche et les liant ensemble. On distingue les ciments monominéraux et polyminéraux. Leur composition est très variée. Le plus souvent ce sont des ciments argileux et carbonatés de divers types. La substance du ciment peut être formée au contact des grains de la roche (ciment de contact), distribuée de façon irrégulière au sein de la roche sous forme d'incrustations locales (par tâches ou en grumeaux), peut couvrir les grains de la roche de pellicule (de croûte, de vernis), se concentrer dans les pores entre les grains en contact (poreux). Si les grains isolés de la roche sont plongés dans la masse cimenteuse, ce ciment est alors appelé basal. Habituellement dans les roches sédimentaires on rencontre une combinaison de deux ou plus ciments mentionnés plus haut.

En fonction des particularités structurales, les roches clastiques se divisent en pséphites, psammites, aleurites et pélites.

Les *pséphites* sont essentiellement composées de fragments de constitution variée dont les dimensions sont supérieures à 2 mm. Les pséphites peuvent être non cimentées et cimentées.

Parmi les roches non cimentées les ensembles de fragments anguleux non émoussés à section transversale supérieure à 100 mm sont des blocs, de 100 à 10 mm des pierrailles, de 10 à 2 mm des arènes. Leur formation est en rapport avec l'altération des roches. Les roches formées de fragments arrondis des mêmes dimensions sont respectivement appelées blocs émoussés (> 100 mm), galets (de 10 à 100 mm) et graviers (de 2 à 10 mm). Les amas de blocs émoussés sont les produits du travail d'arrondissement par des eaux torrentielles, par des vagues marines, par le mouvement des glaciers ; les galets et le gravier sont le résultat

d'action de broyage et de trituration de blocs anguleux et émoussés, de pierrailles par les eaux des fleuves, des mers et des lacs.

Parmi les pséphites cimentées on distingue les brèches et les conglomérats. Les brèches sont des fragments de roches non émoussés qui ont été cimentés (blocs, pierraille, arènes), les conglomérats sont des fragments émoussés cimentés (blocs émoussés, gravier, galets).

Les *psammites* sont constitués de fragments aux grains de dimension de 0,1 à 2 mm. Ils sont soit non cimentés, les sables, soit cimentés, les grès. Suivant la dimension des grains les sables et les grès se répartissent en ceux renfermant des grains de grosse taille de 1 à 2 mm, de grande taille de 0,5 à 1 mm, de taille moyenne de 0,25 à 0,5 mm et de taille fine de 0,1 à 0,25 mm.

Suivant leur constitution les sables et les grès peuvent être monominéraux et polyminéraux. Les sables et les grès monominéraux sont dénommés d'après leur élément essentiel (par exemple, sables quartzeux, glauconifère, feldspathique).

D'après la constitution du ciment les grès peuvent être argileux, calcaires, ferrugineux, siliceux, etc. La couleur des sables et des grès est régie par celle des fragments dominants et pour les grès, également de la coloration du ciment. Les sables et les grès sont d'excellentes roches-magasins du pétrole et du gaz et peuvent être le siège d'autres minéraux utiles (diamants, or, platine, magnétite et autres).

Les *aleurites* (les vases) se composent de particules de dimensions variant généralement de 0,01 à 0,1 mm (d'après A. Zavaritsky).

Aux aleurites (vases) meubles appartiennent les aleurites proprement dites, les lœss, les limons, les sables argileux.

Les aleurites sont des roches sédimentaires meubles s'intercalant granulométriquement entre les sables et les argiles. Les aleurites cimentées portent le nom d'aleurolites. Les aleurolites peuvent également servir de roches-magasins pour le pétrole et le gaz.

Les *pélites* sont des roches argileuses aux dimensions de particules inférieures à 0,01 mm, de plus, la taille du tiers des particules ne dépasse pas 0,001 mm. Elles sont composées de minéraux argileux, de minéraux de ballast (mica, quartz, feldspath, etc.) et chimique (carbonates, sulfates). Les minéraux typiquement argileux sont la kaolinite et la montmorillonite. L'argile en kaolinite est dite kaolinique (argile blanche), et en montmorillonite, bentonique.

Les argiles compactes cimentées par la silice sont appelées argilites. Les argiles et les argilites constituent de bonnes couvertures aux gîtes de pétrole et de gaz.

Parmi les roches clastiques on distingue les roches terrigènes et carbonatées.

Les roches terrigènes sont le sable, le grès, l'aleurite, l'aleurolite, l'argile.

En simplifiant on peut les considérer comme des mélanges mécaniques de produits finaux se composant de sables et d'argiles cimentés et pouvant se substituer l'un à l'autre en combinaisons variées sous l'effet de divers facteurs. La classification des roches terrigènes se trouve ainsi facilitée par l'analyse mécanique ou granulométrique.

On appelle analyse granulométrique l'ensemble de mesures permettant de diviser les roches en leurs composants de différentes dimensions (fractions) avec appréciation subséquente du pourcentage de chaque fraction appelée composition granulométrique de la roche. La détermination de la composition granulométrique s'effectue au tamis et par diverses méthodes de sédimentation. L'analyse granulométrique est précédée de la détermination de la carbonisation des roches qui permet d'apprécier le degré de cimentation des grains et le comblement des pores par le ciment.

Les roches carbonatées sont essentiellement composées de calcaires clastiques constitués de grains de carbonate émoussés de diverses dimensions. Les variétés perméables et poreuses des deux groupes de roches jouent le rôle de roches-magasins pour le pétrole et le gaz.

ROCHES CHIMIQUES. Les roches chimiques se forment avec des matières dissoutes précipitées des solutions vraies et colloïdales sur le fond des bassins d'eau.

La structure des roches obtenues par précipitation des matières des solutions vraies est cristalline, et des solutions colloïdales, cryptocristalline. La texture de ces roches est généralement stratifiée, mais quelquefois massive.

Les roches chimiques principales renfermant dans ces magasins plus de la moitié des réserves mondiales de pétrole sont constituées de calcaires et de dolomies.

Les calcaires sont des roches très répandues composées de calcite ; elles réagissent violemment à l'acide chlorhydrique ; leur couleur est blanche, jaunâtre, grise. Les représentants typiques des calcaires chimiques sont de tuf calcaire, les calcaires oolithiques, les calcaires compactes microgrenus.

Les dolomies ressemblent extérieurement aux calcaires ; se forment par dolomitisation des calcaires par suite de substitution de magnésium à une partie du calcium de même que par précipitation chimique des solutions au cas d'une grande teneur en magnésium dans l'eau. A la différence du calcaire la poudre de dolomie réagit faiblement à l'acide chlorhydrique.

Parmi les roches carbonatées il faut aussi mentionner les marnes.

C'est une roche calcairo-argileuse dont les fractions argileuses sont cimentées par des liants carbonatés. A la différence du calcaire à la surface des marnes la goutte d'acide chlorhydrique laisse une tache d'un gris sale.

Parmi d'autres roches chimiques citons les suivantes.

Les roches halogènes, dont les représentants les plus fréquents sont les sels de sodium et de potassium, se forment habituellement par dépôts dans des bassins d'eau ; elles se disposent en bancs épais et constituent souvent de bonnes couvertures aux gîtes de pétrole et de gaz. Les roches halogènes sont également une matière première minérale très précieuse.

Les roches sulfuriques (gypse, anhydrite) se forment à partir des solutions aqueuses dans les conditions de bassins fermés (lacs et lagunes) ; les gypses et les anhydrites alternent souvent avec des lits de sels ; les anhydrites sont précipités des solutions plus saturées que celles desquelles se précipitent les gypses ; les anhydrites et les gypses se rencontrent dans les roches sédimentaires, surtout dans les dolomies. L'anhydrite peut servir de roche-magasin pour le pétrole et le gaz.

ROCHES ORGANODÉTRITIQUES. Ces roches se forment à partir des débris d'animaux et de plantes. Leur structure peut être biogéno-clastique ainsi qu'en fragments de coquilles fossiles broyés. La texture est stratifiée, mais parfois massive.

On rattache aux roches organogènes les *calcaires d'origine organogène*. Elles constituent des bancs calcaires dont les représentants typiques sont les biogermes (les récifs) et les biostromes. Aux calcaires des massifs récifaux peuvent être liés des gisements de pétrole et de gaz. Une variété des calcaires organogènes est la craie.

Les *charbons fossiles* sont la série de combustibles solides fossiles d'origine végétale renfermant une certaine quantité d'impuretés minérales. Ces charbons sont très variés vu leur origine diverse et un degré de métamorphisme varié.

Les différences d'origine se manifestent dans la composition pétrographique des charbons. Le degré de métamorphisme influe sur les paramètres physico-chimiques et pétrographiques, ainsi que sur la teneur en cendres. D'après leur origine les charbons fossiles se divisent en deux groupes principaux : les humolites et les sapropèles. Les humolites proviennent des plantes supérieures, tandis que les sapropèles des inférieures (les algues) et du plancton animal dans des conditions de lacs envahis par la végétation.

Les humolites, à leur tour, se subdivisent en humites et liptobiolithes. La formation des humites est en rapport avec la décomposition de tiges des plantes supérieures dans des marais clairs, secs de plaines inondables et à déversoir. La majeure partie des charbons rencontrée dans la nature

appartient au groupe des humites. Les humites se divisent en trois classes principales qui diffèrent par leur degré de métamorphisme : les lignites, les houilles et les anthracites. Les liptobiolithes se sont formés par accumulation de parties les plus résistantes (ligneuses) des plantes au cours de décomposition biochimique de la substance végétale au sein des marais de plaine inondable et à déversoir. A côté du carbone dans la composition des charbons entrent l'hydrogène, l'oxygène, l'azote, le soufre, les minéraux argileux, etc. La teneur en cendres des charbons fossiles est fonction des impuretés minérales et varie de 1 à 50 %. Si la teneur en cendres dépasse 50 % les charbons deviennent des argiles ou des argilites charbonneuses.

Avec les bitumes les charbons constituent des formations minérales combustibles d'origine organogène réunis sous la dénomination commune de caustobiolithes.

§ 4. Roches métamorphiques

Les roches métamorphiques se forment sous l'effet de processus de métamorphisme s'exerçant sur les roches ignées et sédimentaires. Les roches métamorphiques se caractérisent par une texture schisteuse.

Avec le métamorphisme la structure primaire et la composition minéralogique peuvent se transformer complètement ou partiellement. La plupart des roches métamorphiques possède une structure holocristalline.

Sous l'effet du métamorphisme les granites deviennent des gneiss, les calcaires du marbre, les sables quartzeux des quartzites, les argiles des schistes argileux, puis des gneiss, etc.

Etudions quelques roches métamorphiques suivant leur degré de métamorphisme.

Les *schistes argileux* sont des roches argileuses schisteuses dont le métamorphisme est à son stade initial. Ils se caractérisent par une schistosité et la faculté de se débiter en lamelles.

Les *phyllades* se forment par métamorphisme des schistes argileux et à la différence de ces derniers ne renferment pas de minéraux argileux. Ce sont des roches schisteuses holocristallines métamorphisées composées de quartz, de séritite avec addition de chlorite, de biotite, d'albite, etc. Grâce à la disposition parallèle d'écailles de mica ces roches se caractérisent par un éclat soyeux suivant les plans de schistosité.

Les *micaschistes* sont un des représentants des schistes cristallins se formant à partir des phyllades à des pressions et des températures plus élevées. Les micaschistes ont une structure holocristalline et une texture

schisteuse. Ils se composent de mica et de quartz. Suivant leur composition les mica peuvent être du type muscovite, biotite, etc.

Les *gneiss* sont des roches profondément métamorphisées à texture parallèle. Ils sont composés de feldspaths, de quartz, de mica, d'amphibole. Dans leur composition peuvent figurer le grenat, le pyroxène, le graphite, etc. Les gneiss se forment par métamorphisme non seulement des roches sédimentaires et métamorphiques mais aussi des roches ignées.

Parmi d'autres roches métamorphiques nous mentionnons les *quartzites* dues au métamorphisme des sables quartzeux, des grès et autres roches siliceuses. C'est une roche résistante de couleur blanche et gris clair à structure holocristalline microgrenue, à texture massive et compacte.

CHAPITRE VII

Aperçu de géologie historique

§ 1. Objectifs principaux de la géologie historique

La géologie historique étudie l'histoire et les lois d'évolution de la Terre à partir du moment de formation de l'écorce terrestre.

Ses objectifs principaux sont :

1. La classification des roches suivant leurs âges relatifs, des plus anciennes aux plus récentes, ainsi que l'établissement de l'âge absolu des roches.
2. L'étude de l'histoire de développement du monde organique depuis les temps les plus anciens jusqu'aujourd'hui.
3. La reconstitution de la situation physico-géographique en variation continue et des conditions de formation de roches sédimentaires.
4. L'étude de l'histoire des mouvements tectoniques de l'évolution des structures tectoniques.
5. L'établissement de la succession des processus magmatiques et de formation des roches ignées.
6. L'étude des lois de répartition des gisements de minéraux utiles au sein de l'écorce terrestre.

La géologie historique s'appuie sur les données de la paléontologie, de la stratigraphie, de la pétrographie, de la minéralogie, de la lithologie, de la tectonique et d'autres disciplines géologiques.

§ 2. Méthodes de la géologie historique

Les méthodes principales de la géologie historique permettant de reconstituer le passé géologique de la Terre ainsi que de résoudre les

autres problèmes de cette science sont les méthodes stratigraphique, pétrographique, paléontologique et paléogéographique.

La méthode stratigraphique est basée sur l'étude de la succession et des rapports entre les bancs et les assises des roches sédimentaires de même que des roches effusives et intrusives. On y aboutit par répartition des couches de telle ou telle coupe suivant leur âge relatif et par confrontation de ces dernières l'une avec l'autre (corrélation).

La méthode pétrographique consiste dans l'étude et la comparaison des roches de coupes voisines. Le rôle de la méthode pétrographique devient prépondérant quand on compare les roches ignées. Cette méthode permet de juger de l'âge relatif des roches éruptives. C'est ainsi que des indices de métamorphisme de roches sédimentaires au contact des roches éruptives témoignent que ces dernières sont plus jeunes que les métamorphiques, etc.

La méthode paléontologique permet d'étudier les restes pétrifiés d'animaux (faune fossile) et de plantes (flore fossile) ayant existé dans le passé. Les restes organiques permettent de juger de l'âge relatif des roches sédimentaires, aussi la méthode paléontologique constitue-t-elle la base de l'étude stratigraphique des assises sédimentaires. Chaque groupe de roches sédimentaires est caractérisé par des faune et flore fossiles qui leur sont essentiellement propres.

Pour définir l'âge géologique des roches le rôle dominant est dévolu aux fossiles stratigraphiques. On y range les fossiles présentant des indices spécifiques rencontrés fréquemment en nombre limité de couches de la coupe mais s'étendant sur une aire large. En comparant les restes paléontologiques d'une coupe avec les étalons caractérisant les roches de tel ou tel âge, on détermine l'âge géologique relatif des couches étudiées.

La méthode paléontologique se base sur l'étude des conditions physico-géographiques des époques géologiques passées. Elle s'appuie sur le principe d'*actualisme* selon lequel les paramètres principaux d'accumulation de dépôts aux époques passées présentent beaucoup de traits communs avec ceux d'aujourd'hui. Cela permet d'après les particularités lithologiques des roches sédimentaires et les restes d'organismes de reconstituer les conditions dans lesquelles se sont formées ces roches et ont vécu ces organismes.

Les diverses conditions physico-géographiques déterminent la formation des ensembles de roches sédimentaires qui dans ces conditions possèdent une composition lithologique, des paramètres paléontologiques et autres caractères spécifiques. Ces ensembles de roches ont reçu le nom de *faciès*.

Suivant le lieu de formation on distingue trois groupes principaux de faciès : marins, lagunaires et continentaux.

Les faciès marins se subdivisent en littoraux, d'eaux peu profondes, de profondeurs moyennes et de grandes profondeurs. Parmi les faciès littoraux on distingue ceux des limons, des sables, des falaises, des récifs, etc. Les faciès d'eaux peu profondes se forment sur la plate-forme continentale, ceux de profondeurs moyennes dans le domaine bathyal et de grandes profondeurs dans le domaine abyssal.

Parmi les lagunaires on distingue les faciès de bassins d'eau douce, de bassins salés, de deltas et d'estuaires.

Les faciès continentaux suivant les conditions d'accumulation des dépôts se subdivisent en fluviaux, des lacs et des marais, des déserts, des avant-monts, des glaciers, des bassins d'entre-monts, du manteau de débris superficiels.

Le groupe de roches d'âge différent mais d'origine semblable est appelé *formation*. Les formations embrassent des ensembles de roches de combinaison déterminée dont la formation est en rapport avec des zones structuro-faciales bien déterminées.

Un exemple de formation nous est fourni par le flysch : ce sont de puissantes assises de dépôts marins peu profonds consistant en sédimentations rythmiques de marnes, d'argilites, de grès calcaires, parfois de ballast grossier. Un flysch caractéristique présente à la base de chaque rythme une coupure. Les assises de flysch se forment au sein de zones structuro-faciales déterminées à des étapes fixées de développement des géosynclinaux.

On distingue aussi la formation lorsqu'on étudie les assises de l'écorce terrestre composées de roches ignées et métamorphiques (granitiques, de gneiss et d'autres formations).

§ 3. Naissance de la vie sur la Terre

L'apparition de la vie sur la Terre est le résultat d'une longue évolution de la matière constituant un stade particulier de son développement historique. L'auteur d'une hypothèse très populaire sur l'origine de la vie sur la Terre A. Oparine considérait que le premier stade de développement de la matière vivante est précédé de l'engendrement primaire à la surface terrestre de composés organiques (d'hydrocarbures) constituant la base de la composition de tous les êtres vivants.

On a établi par des observations directes de la nature que certains hydrocarbures peuvent avoir une origine non organique. Des composés d'hydrocarbures simples ont été détectés dans le Soleil, ils ont été dégagés des météorites où aucune trace de roches biogènes n'a été trouvée. L'étude de la composition chimique de la matière des nébuleuses de gaz et de poussière semblables à celles qui ont donné naissance à

la Terre a montré la présence dans cette matière du méthane, de l'ammoniac et de l'eau. Donc, déjà au moment de la formation de la Terre dans sa composition figuraient des composés nécessaires à la naissance des substances organiques primitives.

La transformation ultérieure des composés organiques dans les conditions de l'atmosphère et de la lithosphère primaires constitue la seconde étape de la naissance de la vie. A cette étape les hydrocarbures et leurs dérivés oxygénés et azotés les plus simples se trouvaient en solution aqueuse. Leur transformation en composés organiques complexes pouvait s'effectuer par polymérisation et condensation.

A l'étape suivante se produisait, à ce qu'il paraît, la séparation de la matière organique du milieu aqueux environnant avec naissance de formations colloïdales, les coacervats, où s'effectuaient les réactions d'ordre biologique propres à la matière vivante. Certains coacervats capables d'absorber et d'assimiler les matières nécessaires du milieu aqueux par leur couche superficielle acquirent une grande stabilité et continuèrent à se développer.

A la suite d'une longue période de développement les coacervats stables se transformaient du gel colloïdal en organismes primaires. C'étaient des substances protoïdes complexes générées par les animaux et les plantes qui contribuaient à l'accélération de processus se déroulant dans l'organisme. Après une longue évolution d'organismes primaires constituant déjà de la matière vivante il se forma deux branches, les animaux et les plantes.

Avec l'apparition des organismes vivants a débuté la transformation lente et régulière de la composition de l'atmosphère. Le développement des animaux et des plantes a pris la voie du perfectionnement progressif.

§ 4. Géochronologie relative

Le changement périodique des conditions physico-géographiques a entraîné une grande diversité de formes du règne animal et végétal divisées en une série de grands groupes. Les représentants de chaque groupe se caractérisent par leurs propres conditions de vie et de structure.

Dans la classification adoptée par la paléontologie se fondant sur les liens de parenté entre les organismes, ce qui lui communique des traits naturels, les grands groupes d'organismes sont appelés embranchements. Chaque embranchement se subdivise en classes, la classe en familles et la famille en espèces. Cette dernière est l'unité élémentaire principale qui rassemble les individus présentant des similitudes complètes dans la structure interne et externe des organismes.

Le règne animal se répartit en embranchements suivants : 1) les protozoaires ; 2) les éponges archaéocyathus ; 3) les cœlentérés ; 4) les diptères ; 5) les hyménoptères ; 6) les papillons ; 7) les coléoptères ; 8) les autres insectes ; 9) les autres arthropodes ; 10) les mollusques ; 11) les échinodermes ; 12) les autres embranchements ; 13) les cordés ; 14) les mammifères.

Le règne végétal est groupé en huit embranchements : 1) les thallophytes ; 2) les mousses ; 3) les psilophytes ; 4) les lycopodinées ; 5) les arthrophytes ; 6) les filicinées ; 7) les gymnospermes ; 8) les angiospermes.

En accord avec les caractères propres à ces formes on a pris l'habitude de diviser l'assise sédimentaire de l'écorce terrestre en deux éonothèmes subdivisés en érathèmes. Dans ces derniers à leur tour on dégage des systèmes, dans les systèmes des séries, dans les séries des étages. Le temps durant lequel s'effectue l'accumulation des dépôts d'un éonothème donné est appelé éon, d'un érathème ère, du système période, de la série époque (ère), de l'étage âge.

Toutes les subdivisions mentionnées de la coupe de l'écorce terrestre et l'hiérarchie des temps correspondants appartiennent à la nomenclature internationale. Elles constituent l'échelle stratigraphique et géochronologique internationale (Tableau 1).

Tableau 1

Echelle géochronologique

Eon (éonothème)	Ere (érathème)	Période (système)	Epoque (série)	Age absolu précédant la période, mill. d'ans
		Quaternaire Q		0,7
	Cénosoïque K	Néogène N	Pliocène Miocène	25 ± 1
		Paléogène ₽	Oligocène $₽_3$ Eocène $₽_2$ Paléocène $₽_1$	67 ± 3
		Crétacé Cr	Supérieur Cr_2 Inférieur Cr_1	137 ± 5
	Mésozoïque MZ	Jurassique J	Supérieur J_3 Moyen J_2 Inférieur J_1	195 ± 5

Eon (éonothème)	Ere (érathème)	Période (système)	Epoque (série)	Age absolu précédant la période, mill. d'ans
		Trias T	Supérieur T_3 Moyen T_2 Inférieur T_1	230 ± 10
		Permien P	Supérieur P_2 Inférieur P_1	285 ± 10
		Carbonifère C	Supérieur C_3 Moyen C_2 Inférieur C_1	350 ± 10
	Paléozoïque PZ	Dévonien D	Supérieur D_3 Moyen D_2 Inférieur D_1	405 ± 15
		Silurien S	Supérieur S_2 Inférieur S_1	440 ± 15
		Ordovicien O	Supérieur O_3 Moyen O_2 Inférieur O_1	500 ± 15
		Cambrien Cm	Supérieur Cm_3 Moyen Cm_2 Inférieur Cm_1	570 ± 30
Cryptozoïque (Précambrien)	Protérozoïque PR Archéen AR			2700 ± 100 4600 ± 200

Division du Précambrien adoptée en U.R.S.S.

Précambrien	Supérieur	Vendien		680 ± 50
		Riphéen	Supérieur	950 ± 50
	Protérozoïque		Moyen	1350 ± 50
			Inférieur	1650 ± 100

Eon (éonothème)	Ere (érathème)	Période (système)	Epoque (série)	Age absolu précédant la période, mill. d'ans
		Moyen		1900 ± 100
		Inférieur		2700 ± 100
	Archéen	Supérieur		3300 ± 3500
		Inférieur		4600 ± 200

Les subdivisions de moindre valeur d'assises de roches et du temps sont utilisées comme des unités locales d'échelles stratigraphiques et géochronologiques. Les érathèmes et les ères, les systèmes et les périodes possèdent une nomenclature identique. Pour les séries et les époques la nomenclature est quelque peu différente. Si les périodes se subdivisent en séries inférieure, moyenne et supérieure, les époques correspondantes prennent les nominations suivantes : ancienne, moyenne et récente.

§ 5. Méthodes de détermination de l'âge absolu de la Terre

Jusqu'à une époque relativement récente l'information sur l'histoire géologique de la Terre s'achevait par le Précambrien. Grâce à la découverte des processus de transformations radioactives on est arrivé à résoudre le problème de l'âge absolu des roches d'anciennes formations. Il est actuellement connu que l'âge du Cambrien, estimé à 600 millions d'années, ne constitue que 15 % de celui de la Terre, les 85 % restants se cachent à l'homme dans les assises non séparées du Précambrien.

L'essence des méthodes de détermination de l'âge absolu des roches consiste à y établir la teneur en produits de demi-désintégration d'éléments radioactifs. Connaissant la qualité de l'élément radioactif conservé dans les roches, la vitesse de sa période de demi-vie, ainsi que la quantité d'éléments stables reconnus, on peut à l'aide de formules spéciales établir l'âge absolu des roches.

Dans les recherches géologiques on utilise de préférence quatre méthodes : au plomb, à l'hélium, au strontium et à l'argon. Le plomb et l'hélium sont les produits finaux de transformations d'isotopes radioactifs de l'uranium-238 et 235 et du thorium-232 ; le strontium de l'isotope du rubidium-87 et l'argon de l'isotope radioactif du potassium-40. Les isotopes mentionnés possèdent une période de demi-vie comparable à l'âge des roches du Précambrien.

§ 6. Evolution du monde organique

Précambrien. L'apparition des premiers organismes multicéllulaires est rapportée à la fin de la zone archéenne. Durant l'ère riphéenne les plantes (algues et spores) et les animaux (restes sporadiques de vers, d'éponges, de brachiopodes, d'arthropodes et d'autres invertébrés) possédaient déjà une organisation assez élevée.

Paléozoïque (Primaire). Le monde organique du Paléozoïque présente de nombreux traits caractéristiques et archaïques et se compose de groupes d'animaux et de plantes actuellement éteints.

Le monde végétal marin de l'Ordovicien et du Silurien est bien représenté par les algues bleues. A l'Ordovicien apparaissent les premières plantes continentales proches des psilophytes (rhyniophytes) à mode de vie semi-aquatique. Au Silurien ces plantes envahissent les secteurs littoraux et vers la fin du Dévonien disparaissent. Au Dévonien moyen apparaissent les premiers représentants des prèles, des lycopodes et des filicinées. L'évolution de la flore et de la faune au Dévonien s'effectue sous la marque de l'accomodation aux conditions de vie continentales. Aussi la flore du Dévonien supérieur est-elle bien représentée par des filicinées et les plantes arborescentes.

Au Carbonifère parmi la flore marine se développent largement les algues vertes dont l'accumulation a favorisé la formation de charbons sapropéliens et de schistes combustibles (pyroschistes). La flore continentale se développe en une ample couverture végétale. Ces temps sont également contemporains de l'éclosion et de la diffusion des gymnospermes. Le riche règne végétal du Carbonifère a servi de matériau à la formation de puissants gisements de houille.

Vers la fin du Permien les plantes à spores disparaissent presque entièrement, quant aux filicinées, angiospermes et gymnospermes, elles se répandent largement. Parmi ces dernières on voit apparaître au Permien inférieur des conifères, des cycadales et des ginkgoales.

Au cours du Paléozoïque le règne animal subit aussi de grands changements. Au Cambrien la faune était marine. Elle est constituée par les groupes anciens de tous les invertébrés dont les arthropodes et les archaeociathus. Parmi les arthropodes ont reçu un grand développement des trilobites. A l'Ordovicien apparaissent les premiers arthropodes continentaux : les scorpions et les myriapodes. Avec le Silurien est en rapport l'apparition dans des bassins peu profonds d'ostracodes rangés dans la classe des crustacés.

Les cœlentérés subissent au Paléozoïque de grands changements. Depuis le milieu du Cambrien on voit apparaître les graptolites qui

s'éteignent vers la fin du Silurien. A l'Ordovicien commence à se développer les polypes coralliens, les tabulés et les tétracoralliaires. Au Silurien les tabulés constituent des formes coloniales. Au Dévonien il y a un développement intense des tétracoralliaires (rugosus). Au Carbonifère ce sont les tétracoralliaires qui constituent des formes coloniales. On voit apparaître et se diffuser les octocoralliaires. Le rôle d'organismes constructeurs de récifs des mers permiennes est rempli par les bryozaires, tandis que les tétracoralliaires et presque tous les tabulés disparaissent progressivement.

Les mollusques céphalopodes sont représentés au début du Paléozoïque par des espèces anciennes et des coquilles droites. Au Dévonien une place dominante est prise par les gonides. Au Permien à côté de ces dernières commencent à se proliférer les représentants de groupes à organisation plus élevée, les ammonoïdes-cératites et les ammonites.

Depuis la fin du Silurien le rôle des gastéropodes s'accroît fortement dans la faune marine. Avec le Carbonifère est en rapport l'apparition de formes continentales pulmonées.

Au Paléozoïque se développe également une grande quantité de brachiopodes dont la majorité s'éteint vers la fin de l'ère. A la même époque on observe aussi une grande diffusion des échinodermes auxquels appartiennent les nénuphars et les cursins. Dans le milieu marin se développe l'ordre des rhizopodes, les foraminifères. Au Permien acquièrent une importance particulièrement grande les gros foraminifères, les schwagerinidae dont l'extinction s'observe vers la fin de la période.

Les premiers insectes apparaissent au Dévonien. C'est un moment important dans l'évolution du monde organique. Au Carbonifère les insectes (libellules, sauterelles, araignées, etc.) sont déjà largement répandus.

L'apparition des poissons (pisces) agnathes rattachés à la classe inférieure d'invertébrés date du Cambrien. Au Silurien apparaissent les poissons à cartilage. Au Dévonien se développent les placodermes, les requins, les dipneustes et les grossopterygii, apparaissent les amphibiens aux formes primitives. C'est dans les conditions de lagunes et de lacs se desséchant progressivement qu'ont pu apparaître les formes de poissons adaptées à l'existence dans le milieu aquatique et continental (à respiration branchiale et pulmonaire). Le dessèchement répété des bassins d'eau aboutit à la naissance au Dévonien des premiers vertébrés continentaux, les amphibiens (le groupe de placodermes). L'évolution prolongée des invertébrés continue au cours de tout le Carbonifère. A la fin de cette période apparaissent les premiers reptiles.

Les vertébrés continentaux apparus au Dévonien, au Carbonifère et au Permien engendrent de nombreuses formes appartenant à la classe des amphibiens et des reptiles. Le Permien est la période du plus grand développement des amphibiens, les stégocéphales. Parmi les reptiles l'expansion maximale s'observe pour les animaux du groupe des synapsiolés.

Mésozoïque (Secondaire). Dans le monde végétal continental du Trias, du Jurassique et du Crétacé inférieur l'expansion maximale est celle des gymnospermes (conifères, cycadales et ginkgoales) et pour les plantes à spores celle des fougères. Vers la fin du Crétacé inférieur l'aspect de la flore se modifie. Apparaissent les premiers angiospermes dont l'expansion est dominante au Crétacé supérieur. Y prédominent les dicotylédones aux nombreuses formes actuelles (chêne, peuplier, saule, bouleau, céréales). Parmi les monocotylédones citons les palmes. Au Mésozoïque apparaissent les plantes à fleurs. Simultanément se développent les insectes suceurs et à trompe (papillons, scarabées, abeilles).

Parmi les invertébrés la place prépondérante est acquise par les formes hautement organisées des ammonoïdes (céracites et ammonites), dont la fin du Mésozoïque marque l'extinction. Des autres mollusques céphalopodes citons les bélénites éteints au Paléogène. Dans la formation des calcaires du Crétacé un rôle important revient aux éponges dont les squelettes constituent des couches entières. Parmi les poissons au Mésozoïque dominent les requins et les raies, apparaissent de même les poissons osseux (les téléostéens) dont les harengs.

Parmi les vertébrés un grand développement prennent au Mésozoïque les reptiles. On les subdivise en sauriens typiques du Mésozoïque vivant sur le continent (dinosaures), sauriens aquatiques (premiers ichtyosaures et plésiosaures) et les premiers sauriens adaptés au vol (les ptérosauriens). Ils sont de dimensions gigantesques (jusqu'à 5 m). Au cours du Mésozoïque les sauriens évoluent continûment. Vers la fin du Crétacé ils sont pour la plupart en voie d'extinction.

Au Trias apparaissent les tortues, les crocodiles et autres crocodiliens. Les amphibies atteignent des dimensions semblables aux sauriens. Vers la fin du Trias s'éteignent les stégocéphales. Au Jurassique les amphibiens prennent la forme actuelle.

Le début du Mésozoïque voit l'apparition des premiers mammifères rappelant par leurs formes les rats marsupiaux actuels. Les premiers oiseaux surgissent au Jurassique. Au Crétacé ils atteignent un haut degré de développement.

Cénozoïque (*Tertiaire et Quaternaire*). Le Cénozoïque incluant l'époque du développement actuel se caractérise par une modification et une complication suivantes du monde organique.

L'extension et l'évolution du monde végétal où prédominent les angiospermes subissent l'influence des conditions climatiques. A la fin du Quaternaire supérieur s'établissent presque partout les régions phytogéographiques proches des actuelles. Simultanément acquièrent leurs formes les régions zoogéographiques.

L'aspect du règne animal au Cénozoïque est régi par les mammifères. Ils se développent et se propagent rapidement sur le continent. Certaines formes, telles que les baleines, les dauphins et les phoques reviennent à l'existence aquatique, tandis que les chauves-souris à l'aérienne. Les premiers carnivores, ongulés et autres apparaissent à l'Eocène. Plus tard les artiodactyles se détachent des ongulés. Le fait le plus important du Quaternaire est l'apparition et le développement de l'Homme et de sa culture.

§ 7. Mouvements tectoniques au Précambrien, au Paléozoïque, au Mésozoïque et au Cénozoïque

Précambrien

A en juger par les roches précambriennes froissées en plis heurtés et complexes, déchiquetées par de nombreuses intrusions et fortement métamorphisées, on peut supposer qu'au stade initial de formation de son écorce le globe terrestre présentait une gigantesque zone géosynclinale. La puissance des formations précambriennes est énorme. C'est ainsi que dans le bouclier Baltique elle s'élève de 80 à 100 km.

Vers la fin du Précambrien dans certaines régions du globe terrestre les plissements et le magmatisme cessent de se manifester impliquant ainsi l'apparition d'une série de plates-formes. Mais simultanément dans d'autres régions continue à prévaloir le régime géosynclinal de l'écorce terrestre.

C'est ainsi que vers la fin du Précambrien l'écorce terrestre se partage en zones de plates-formes et de géosynclinaux. Sont ainsi engendrées les plates-formes Russe, d'Inde, d'Amérique du Nord, de Brésil et d'Eria (d'Hébrides), de même qu'une série de massifs rigides (médians). Le régime de développement géosynclinal se conserve dans les zones géosynclinales des Grampians, du Groenland, d'Appalaches, des Cordillères, de l'Oural-Tiań-Chań, de Mongole-Okhotsk, de Verkhoïansk-Kolyma, d'Asie Orientale et Méditerranéenne.

Paléozoïque

L'histoire géologique de la Terre au Paléozoïque se divise en deux étapes, la première appartient au Paléozoïque inférieur (Cambrien, Ordovicien et Silurien), la seconde au Paléozoïque supérieur (Dévonien, Carbonifère et Permien).

PALÉOZOÏQUE INFÉRIEUR. *Régions cratoniques (de plates-formes)*. Au Paléozoïque inférieur il se produit une subsidence générale des régions cratoniques (de plates-formes) s'accompagnant d'une transgression marine. Episodiquement, on observe de courts mouvements ascendants avec régression marine. La première transgression se développe essentiellement au Cambrien inférieur et moyen, la seconde à l'Ordovicien, la troisième au Silurien qui ensuite fait place à une régression du Silurien récent. Aux mouvements tectoniques du Paléozoïque inférieur se rattache la division des plates-formes en synéclises et antéclises.

Zones géosynclinales. Le Cambrien et le Silurien sont marqués par des transgressions maximales qui ont engendré des assises de plusieurs kilomètres de roches sédimentaires alternant avec des formations effusives.

Dans les mers des zones géosynclinales au Cambrien et à l'Ordovicien il se produit une accumulation de sédiments essentiellement terrigéno-clastiques (conglomérats, grès, schistes argileux, etc.) et effusifs témoignant de l'activité volcanique sous-marine.

Les étapes finales du développement des zones géosynclinales sont liées aux processus de plissement. La fin du Cambrien est marquée par la première (salaïrienne) phase de plissement calédonien. Elle s'est manifestée le plus dans la dorsale Salaïr. La seconde, celle de la phase taconique, coïncide avec la fin de l'Ordovicien. Elle peut être suivie dans toutes les zones géosynclinales à l'exception de la ceinture du Pacifique. La formation d'édifices plissés au Silurien réduit fortement les dimensions des mers géosynclinales. Au pied des chaînes montagneuses s'accumulent des roches clastiques grossières, des grès, des brèches, des conglomérats constituant les formations molassiques qui caractérisent les époques de plissement principales. La troisième, la phase ardennaise du plissement calédonien, est associée au Silurien moyen, tandis que la quatrième, l'érienne, l'est à la fin de cette période. Le plissement s'accompagne du magmatisme essentiellement aérien.

Du fait du plissement calédonien le soulèvement général des zones géosynclinales s'achève par la formation de montagnes. Les régions de montagnes plissées appelées calédonides se moulent aux anciennes plates-formes et contribuent à leur accroissement aux dépens de nouvelles plates-formes épicalédoniques. Il faut mentionner les régions suivantes du plissement calédonien : 1) des Grampians (moitié Nord de la Scandinavie, centre et nord de l'Angleterre et de l'Irlande) ; 2) du Groenland (îles d'Amérique du Nord, extrémités septentrionale et orientale du Groenland de Newfoundland) ; 3) des Salaïr-Saïans (Saïans orientaux et occidentaux, Kouzbass, dépression de Minousinsk et Salaïr) ; 4) des Flinders (Sud-Est de l'Australie).

Durant cette période se consolident les massifs médians à l'ouest du Kazakhstan Central, en Bohème, etc.

PALÉOZOÏQUE SUPÉRIEUR. Au sein des *zones cratoniques* au cours de la première moitié du Dévonien les édifices montagneux calédoniens se détruisent. Les produits de destruction sont évacués dans les secteurs déprimés où s'accumulent de puissants (de 3 à 5 km) sédiments clastiques grossiers. L'immersion des plates-formes et la transgression de la mer du Dévonien moyen expliquent l'accumulation des dépôts de la série carbonatée. A la fin du Dévonien supérieur débute la régression de la mer. Au Carbonifère les calédonides remontent à la surface. On considère qu'à cette époque les plates-formes épicalédoniennes se sont définitivement associées aux anciennes plates-formes précambriennes.

Dans les *zones géosynclinales* au début du Dévonien se forment les assises continentales rouges. Au Dévonien moyen et supérieur le régime continental fait place à une longue et forte subsidence, mais à la fin du Dévonien commence la première phase locale (bretonne) du plissement hercynien après quoi commence une vaste transgression marine.

La seconde moitié du Carbonifère et le Permien se caractérisent par les mouvements plus forts et intenses des phases sudètes, astourienne, ouralienne et pfaltsienne de l'orogenèse hercynienne. Avec la formation des édifices plissés on voit s'établir des avant-fosses où seront évacués ultérieurement les produits de destruction des chaînes montagneuses. C'est ainsi que vers la fin du Carbonifère l'Oural devient un pays de montagnes complètement formé. A l'ouest ce pays est bordé par une fosse Préouralienne.

La formation de montagnes conduit à un fort ensablement de la mer du Permien inférieur. Au Koungourien elle se transforme en une série de lagunes où dans les conditions d'un climat chaud et sec s'accumulent des assises salifères. Au Permien supérieur il se forme des sédiments continentaux rouges, fruits de destruction d'édifices montagneux.

Le plissement hercynien élargit fortement les plates-formes aux dépens des zones géosynclinales. Dans l'hémisphère Nord il apparaît une région cratonique étendue, l'Angara, qui comprend les anciennes plates-formes d'Amérique du Nord, Russe, Sibérie de même que les édifices plissés calédoniens et hercyniens qui se disposent entre elles et s'y moulent. Dans l'hémisphère Sud la Gondwana englobe l'Amérique du Sud, l'Afrique et l'Australie.

MÉSOZOÏQUE. Dans les *régions cratoniques* le régime continental établi au Permien se conserve durant tout le Trias jusqu'au début du Jurassique moyen. Les transgressions marines dans l'hémisphère Nord ne s'observent que dans la dépression Caspienne, en Europe occidentale et au Spitzberg. Dans l'hémisphère Sud la transgression du Trias dans le

détroit de Mosambique est interprétée comme le stade initial de formation de l'océan Indien et le début de désintégration de la Gondwana.

Au Jurassique moyen la subsidence lente de la plate-forme Russe s'accompagne de la transgression dans la région de la Caspienne, du Donbass, de l'Ukraine, de la toundra de Bolchaïa Zemlia. Les assises sablo-argileuses formées au cours de cette époque renferment des couches et des lentilles de houille. Au Jurassique supérieur se développent de fortes transgressions embrassant presque toute la plate-forme Russe. A la fin du Jurassique supérieur cette transgression fait place à une régression.

Dans la seconde moitié du Jurassique débute une grande transgression affectant les régions de plates-formes de l'hémisphère Sud. Il s'y forme une série d'énormes fossés impliquant la désintégration de la Gondwana, la séparation de l'Australie et de l'Afrique par la dépression gigantesque de l'océan Indien.

Pour le territoire de la plaine de la Sibérie occidentale actuelle la première moitié du Mésozoïque jusqu'au Jurassique supérieur se caractérise par la substitution progressive du régime de plates-formes au régime géosynclinal. Au Jurassique supérieur la région devenue une plate-forme subit une subsidence, tandis que la transgression ainsi engendrée favorise l'accumulation de sédiments argilo-sableux. Les plates-formes telles que de Sibérie occidentale formées après le plissement hercynien portent le nom d'épihercyniennes. La couverture de la plate-forme y est composée de dépôts débutant du Trias.

Au Crétacé se développe la transgression embrassant les étendues immenses de la Gondwana, Amérique méridionale et septentrionale, péninsule de l'Hindoustan et Australie. A la même époque les dépressions des océans Indien et du sud Atlantique. C'est justement à ces processus qu'est liée la séparation de l'Amérique méridionale de l'Afrique.

Zones géosynclinales. Au Trias continuent à se développer les zones géosynclinales de la Cordillère, de Verkhoïansk-Kolyma, de la Méditerranée et d'une partie de la zone Mongolie-Okhotsk. Elles se caractérisent par une forte subsidence. La fin du Trias est marquée par des plissements qui se sont manifestés de façon la plus intense le long de la ceinture du Pacifique. Ce plissement est dit du Cambrien ancien. Au Jurassique toutes les zones géosynclinales sont pratiquement recouvertes de mers du type insulaire. Un plissement actif affecte la région vers la fin du Jurassique inférieur, moyen et supérieur (plissement de phase néocimmérienne).

Au Crétacé s'observent deux transgressions (au Crétacé inférieur et supérieur). Les phases de plissement les plus actives du Crétacé inférieur sont celles de Verkhoïansk et autrichienne et du Crétacé supérieur la

phase laramienne qui avec les phases cimmériennes constitue le plissement de l'ère mésozoïque.

Ces plissements ont engendré de nombreux édifices montagneux au Nord-Est de l'U.R.S.S. (les chaînes de Tchersk, de Verkhoïansk, de Tchoukotsk, de Stanovoï), en Chine Orientale, au Mangychlak, dans la zone des Rocheuses, etc. Outre ces édifices montagneux il se forme des dépressions et des avant-fosses.

CÉNOZOÏQUE. *Zones cratoniques (de plates-formes).* Au début du Paléogène la transgression se développe sur le territoire des plates-formes Russe et d'Amérique du Nord, des hercynides de l'Europe occidentale, de la plaine de la Sibérie occidentale, des Kyzylkoums, du Nord de la plate-forme Africaine. A la fin de l'Oligocène et du Néogène les plates-formes sont affectées de lents soulèvements. Ils aboutissent à la transformation de la plupart des mers en lagunes et en lacs.

Au terme même du Néogène il se produit le rajeunissement du relief des zones calédoniennes, hercyniennes et mésozoïques qui ont impliqué la formation de montagnes-blocs et de bassins d'entre-monts.

Les montagnes-blocs actuelles dans les limites des calédonides sont les monts Scandinaves, d'Irlande, d'Ecosse, d'Angleterre, des Saïans et de Baïkal, de Flinders, quant aux bassins ce sont les dépressions du lac Baïkal, des mers du Nord et de Groenland, etc. Les « héritiers » des hercynides sont les Appalaches, les monts de l'Irlande méridionale et de l'Angleterre, de la Bretagne, du Massif central français, du Scwartzland (Forêt Noire), des Sudètes, du Tian-Chan, du Kouen-Louen, etc. et parmi les cuvettes, la mer d'Aral, le lac Balkhach, l'Issyk-Koul, l'Ala-Koul, etc. L'exemple de « rajeunissement » de mésozoïdes nous est fourni par les montagnes de l'Alaska, par les Rocheuses, la Sierra-Névada, le Grand Balkhan, les monts Verkhoïansk, Tchoukotsk, Sikhote-Alin et autres.

Zones géosynclinales. Au début du Cénozoïque les régions méditerranéennes et du Pacifique sont soumises à un intense abaissement. A la limite de l'Eocène et de l'Oligocène dans la zone géosynclinale méditerranéenne l'abaissement fait place aux mouvements de la phase pyrénéenne et vers la fin de l'Oligocène au plissement de la phase save des plissements alpins.

Au Néogène les plissements atteignent leur maximum d'intensité vers la fin du Miocène (phase chtirienne) et à la fin du Pliocène (phase valaque). Le plissement alpin s'accompagne d'une forte activité volcanique, la formation de nappes de lave et d'assises de tufs volcaniques.

On distingue deux zones de plissements alpins. La première s'étend en latitude et englobe la Méditerranée et la mer Noire, le sud de la Caspienne, les chaînes de l'Afrique du Nord, les Alpes, les Apennins, les

Dinarides, les Carpates, la Crimée, le Caucase, les montagnes de l'Asie Mineure, le Pamir, l'Himalaya ; la seconde dite ceinture du Pacifique : la chaîne de Koriatsk, la Kamtchatka, le Sakhaline, les îles Japonaises, l'archipel de Malaysia, les Andes, les montagnes de l'Amérique centrale, les chaînes de l'Alaska du sud et les îles Aléoutiennes. La zone des plissements alpins se caractérise par d'intenses mouvements de l'écorce terrestre qui s'accompagnent de haute sismicité et d'activité volcanique. Les mouvements particulièrement intenses se manifestent dans la branche occidentale de la ceinture du Pacifique qui peut être assimilée à une géosynclinale actuelle.

C'est ainsi que le développement de l'écorce terrestre a débuté par une étape géosynclinale et a cheminé suivant la voie de transformation progressive des zones géosynclinales en plates-formes. Le phénomène se poursuit également aujourd'hui.

Partie II

Eléments de géologie de pétrole et de gaz

CHAPITRE I

Pétrole, gaz naturel et eaux de gisement

§ 1. Pétrole

Composition chimique du pétrole

Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures renfermant des composés oxygénés, sulfureux et azotés. Si dans le pétrole prédominent les hydrocarbures de la série du méthane (C_nH_{2n+2}) il est appelé forménique (méthanique), de la série du naphtène (C_nH_{2n}), naphténique, de la série aromatique (C_nH_{2n-6}), aromatique.

La composition fractionnée du pétrole s'établit par distillation et dégagement de fractions s'évaporant à des intervalles de températures déterminés : jusqu'à 100 °C essence de 1[e] qualité, jusqu'à 110 °C essence spéciale, jusqu'à 130 °C essence de 2[e] qualité, jusqu'à 265 °C le kérosène « Météor », jusqu'à 270 °C le pétrole lampant ordinaire, jusqu'à 300 °C environ se dégagent des fractions huileuses. Le reste est rangé dans la catégorie de mazouts. Suivant la composition fractionnée on distingue les pétroles légers ou essences et les pétroles lourds ou de combustion. Si les pétroles renferment plus de 20 % d'huiles, ils sont dits huileux.

Les qualités commerciales du pétrole sont fonction de la teneur en paraffine. Plus sa quantité est grande, plus élevée est sa température de congélation. D'après la teneur en paraffine les pétroles se divisent en pétroles non paraffiniques à teneur en paraffine inférieure à 1 %, en pétroles peu paraffiniques à teneur de 1 à 2 % et en pétroles paraffiniques à teneur supérieure à 2 %. La perte de paraffine en cours d'extraction ou de pompage du pétrole complique et enchérit fortement ces opérations.

Le pétrole peut contenir du soufre et des composés résineux. Le soufre se rencontre en état libre et sous forme de composés (sulfures, mercaptans, etc.). Les pétroles où la teneur en soufre ne dépasse pas 0,5 % sont considérés comme peu sulfureux, si la teneur est supérieure, ils sont dits sulfureux. D'après la teneur en résine on distingue les pétroles peu résineux jusqu'à 8 %, résineux de 8 à 28 % et fortement résineux plus de 28 %.

Propriétés physiques principales des pétroles

On appelle densité du pétrole ρ_p la masse de pétrole m dans l'unité de son volume $V : \rho_p = m/V$.

L'unité de densité dans le système SI est km/m³ ou g/cm³. La densité de l'eau à 4 °C vaut 1 g/cm³, la densité du pétrole varie de 0,730 à 1,060 g/cm³. Généralement la densité du pétrole est inférieure à celle de l'eau, mais il y a des exceptions. Plus la température du pétrole est élevée et plus il contient de gaz dissous, moins grande est sa densité. Par suite la densité du pétrole en gisement est toujours inférieure à celle du pétrole extrait du puits et dégazé. La densité du pétrole en gisement est définie par analyse d'échantillons pris dans les puits à l'aide d'un échantillonneur de fond pour des conditions s'approchant le plus de celles du gisement.

La densité relative est le rapport de la masse d'une quantité de pétrole à celle du même volume d'eau. En U.R.S.S. la masse des pétroles et des produits pétroliers se détermine à 20 °C et est comparée à celle du même volume d'eau à la température de 4 °C. La densité relative du pétrole est noté ρ_4^{20}.

On appelle *facteur volumétrique du pétrole b* le rapport du volume du pétrole dans les conditions de gisement V_{gis} au volume du même pétrole à la surface après dégazage aux conditions standard $V_{st} : b = V_{gis}/V_{st}$.

Le facteur volumétrique du pétrole s'accroît avec l'élévation de la température dans le gisement et l'augmentation de la quantité de gaz dissous. Pour la majorité des champs il est de 1,1 à 1,7. On le détermine par l'analyse des pétroles de gisement ainsi que par le calcul d'après la composition fractionnée de gaz si la densité et la température de gisement sont connues.

La grandeur inverse du facteur volumétrique porte le nom de facteur de conversion $\theta : \theta = 1/b = V_{st}/V_{gis}$.

Le facteur de conversion est utilisé pour réduire le volume du pétrole de gisement à celui d'huile de séparateur (aux conditions standard).

La diminution de volume du pétrole extrait se caractérise également par le facteur de contraction : $\varepsilon = (V_{gis} - V_{st})/V_{gis} = 1 - \theta$.

Compressibilité du pétrole. Le pétrole, comme d'autres liquides, possède la faculté de se comprimer sous l'effet de la pression. Plus il y a dans le pétrole de gaz dissous, plus est important son coefficient de compressibilité β_p. On le détermine d'après les données d'analyse de laboratoire d'échantillons de pétrole au moyen de la formule $\beta_p = (b_0 - b_f)/b_0/\Delta p$, où b_0, b_f sont facteurs volumétriques du pétrole aux pressions initiale p et finale p_f ; $\Delta p = p_0 - p_f$ est la chute de pressions.

Les coefficients de compressibilité des pétroles de gisement peuvent varier suivant leurs propriétés dans les limites de $(0,6 \div 1,8) \cdot 10^{-3}$ MPa^{-1}.

On appelle *viscosité* la propriété des liquides (du pétrole) d'offrir au cours du mouvement une résistance au déplacement mutuel des particules. Le mouvement relatif des particules engendre un frottement interne.

Dans le système SI l'unité de mesure de la viscosité dynamique est la viscosité d'un milieu dans lequel sur la surface de la couche de 1 m^2 s'exerce une force de frottement interne de 1 N pour un pourcentage de vitesse 1 s^{-1} ($N \cdot s/m^2$ ou $Pa \cdot s$).

Viscosité relative. C'est le rapport entre le temps d'écoulement de 200 cm^3 de liquide étudié d'un viscosimètre et de temps d'écoulement de 200 cm^3 d'eau distillée à 20 °C (généralement de 50 à 52 s). La viscosité relative est exprimée en degrés Engler.

La viscosité du pétrole est fonction de la nature de la matière et de la structure chimique de ses molécules. Sa grandeur est influencée par la pression de gisement, la température et le gaz qui y est dissous. Avec l'accroissement de la pression la viscosité augmente, tandis qu'avec l'élévation de la température elle diminue. Plus la quantité de gaz dissous dans le pétrole est grande, moins est élevée sa viscosité. La viscosité du pétrole dans les conditions de gisement est de 2 à 3 fois inférieure à la surface du jour.

Les valeurs de la viscosité du pétrole des champs différents varient très largement et constituent un facteur important lors de l'exploitation.

La *tension superficielle* tend à s'opposer aux forces modifiant la forme de la surface. Elle agit à la limite de séparation de deux phases quelconques et est mesurée en N/m ou J/m^2.

La tension superficielle s'oppose au mouvement du pétrole dans un milieu poreux vu que la section des vides (pores, cavernes, fissures, etc.) est variable. La grandeur de la tension superficielle des pétroles est fonction de ses propriétés physico-chimiques, de la température, de la pression, de la quantité de gaz dissous. Les pétroles lourds ont une tension superficielle plus grande, les pétroles légers, plus faible. Avec l'augmentation de la pression de gisement la tension superficielle s'accroît. Avec l'accroissement de la quantité de gaz dissous dans le pétrole et l'élévation de la température la tension du pétrole diminue.

Pression de saturation (de bulle). Habituellement le pétrole en gisement renferme des gaz dissous. La pression de gisement diminuant, il arrive un moment où le gaz dissous commence à se dégager de l'huile sous forme de bulles. La grandeur de la pression de gisement correspondant à l'apparition des premières bulles de gaz est dite pression de saturation ou de bulle. D'après cette grandeur on juge de la saturation du

pétrole en gaz. Si la pression de bulle est égale à la pression de gisement initiale, le pétrole est alors saturé, si elle y est inférieure, il est alors sous-saturé. Plus la différence entre les deux pressions est grande, plus les conditions d'exploitation du gisement sont favorables. Il est caractéristique que l'azote présent dans le gisement fait élever la pression de saturation.

La pression de bulle est appréciée d'après les échantillons profonds de pétrole pris à la pression de gisement.

§ 2. Gaz d'hydrocarbures naturel

Le gaz d'hydrocarbures se trouve au sein de la Terre sous formes d'accumulations isolées en constituant des gisements purement gazeux ou des chapeaux de gaz (gaz libre), de même qu'à l'état dissous dans le pétrole ou l'eau.

Composition chimique des gaz d'hydrocarbures naturels

Le gaz combustible est un mélange d'hydrocarbures saturés (C_nH_{2n+2}) : méthane (CH_4), éthane (C_2H_6), propane (C_3H_8) et butane (C_4H_{10}). Souvent le mélange de gaz renferme les hydrocarbures plus lourds : pentane (C_5H_{12}) ainsi qu'hexane (C_6H_{14}) et heptane (C_7H_{16}).

Les gaz contenant plus de 100 g d'hydrocarbures lourds (pentane, hexane et heptane) dans 1 m^3 sont considérés comme « humides », et moins de 100 g comme « secs ».

Le pentane et les hydrocarbures plus lourds sont renfermés dans les gisements à condensat. Avec l'abaissement de la température et de la pression, des gaz de ces gisements se sépare la phase hydrocarbonée liquide, le condensat. Le condensat brut est composé d'hydrocarbures liquides aux conditions standard (0,1 MPa et 20 °C) ; dans ces derniers est dissoute une certaine quantité d'hydrocarbures gazeux. Le condensat stable n'est composé aux conditions standard que d'hydrocarbures liquides, c'est-à-dire de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds. Aussi obtient-on un condensat stable à partir du condensat brut par dégazage et débutanisation.

Les gaz d'hydrocarbures peuvent habituellement renfermer du gaz carbonique, de l'azote, du sulfure d'hydrogène et une petite quantité de gaz rares (hélium, argon, néon). Les gaz à haute teneur en H_2S constituent la matière première de la production de soufre presque pur.

Propriétés physiques des gaz hydrocarbonés naturels

La *densité du gaz* est la masse de 1 m^3 de gaz à 0 °C et à la pression atmosphérique. Sa dimension est donnée en kg/m^3. On utilise habituellement la densité relative du gaz. La densité relative (par rapport à l'air)

des gaz naturels varie de 0,6, s'il est essentiellement composé de méthane, jusqu'à 2 et plus, s'il renferme une quantité importante d'hydrocarbures lourds.

La *viscosité* des gaz hydrocarbonés est insignifiante. La viscosité d'un gaz hydrocarboné sec à 0 °C est $13 \cdot 10^{-6}$ Pa · s, tandis que de l'air est $17 \cdot 10^{-6}$ Pa · s. Avec l'élévation de la température la viscosité du gaz et de l'air augmente.

Les lois d'état gazeux, connues de la physique, sont justes pour les gaz parfaits. Pour les gaz hydrocarbonés il faut leur apporter certaines corrections. Plus élevées sont la densité et la pression du gaz, plus ces lois de gaz réels s'écartent de celles des gaz parfaits.

Le *coefficient de compressibilité* du gaz est le rapport de volumes des gaz réel et parfait aux mêmes conditions $Z = V_r/V_p$, où V_r est le volume de 1 kg de gaz aux pression et température données ; V_p, le volume de 1 kg de gaz parfait aux mêmes conditions.

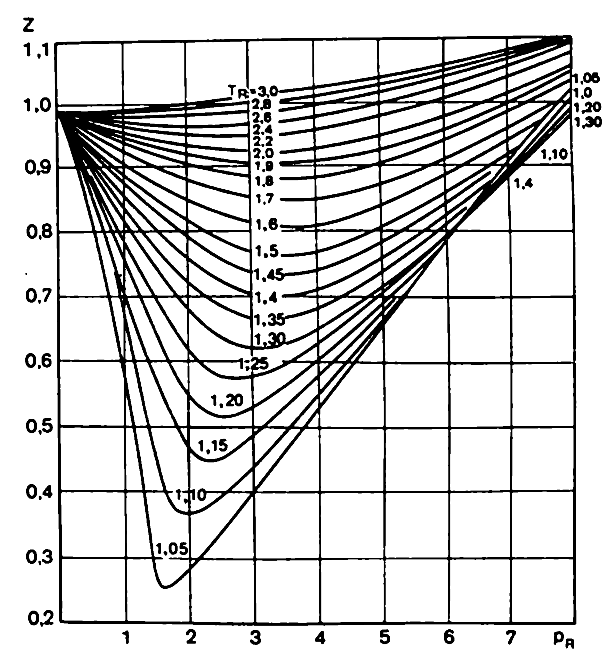


Fig. 32. Variations du coefficient de compressibilité du gaz Z en fonction des pressions p_R et des températures T_R pseudocritiques réduites

Le coefficient de compressibilité Z détermine de même la grandeur du rapport des volumes du gaz réel aux conditions de gisement et standard. Il dépend alors directement des grandeurs des pressions de gisement (en Pa) et de la température (en K) : $Z = 0{,}00289\ (p_{gis}/T_{gis}) \times$ $\times\ (V_{gis}/V_{st})$.

La grandeur du coefficient de compressibilité est le plus souvent déterminée d'après les courbes expérimentales (fig. 32). Sur la figure 32 la valeur de ce coefficient est donnée en fonction des pressions et des températures pseudocritiques indiquées. On appelle pression et température pseudocritiques les sommes des moyennes pondérées des valeurs critiques des pressions et des températures respectives d'hydrocarbures particuliers dont est composé le mélange.

La température critique est celle au-dessus de laquelle le gaz ne peut se liquéfier, la pression critique est la pression correspondant au point de transformation du gaz en liquide (Tableau 2). On entend sous pression et température pseudocritiques réduites le rapport entre les pressions et températures absolues opérationnelles et les valeurs pseudocritiques de pression et de température de la composition donnée du gaz.

Tableau 2

Valeurs des pressions et des températures pseudocritiques

Composant	Masse moléculaire	Masse de 1 m^3 de gaz, kg	Température critique t_{cr}, °C	Pression critique absolue p_C, MPa	Densité par rapport à l'air
Méthane	16	0,714	−82,5	4,58	0,554
Ethane	30	1,35	+32,28	4,82	1,038
Propane	44	1,97	+96,78	4,20	1,522
Isobutane	58	2,85	+134	3,64	2,006
n-Butane	58	2,85	+152	3,75	2,006
Isopentane	75	3,22	+187,78	3,29	2,490
n-Pentane	72	3,22	+197	3,30	2,490
Hexane	86	3,81	+234,78	2,99	2,974
Heptane	100	4,48	+267	2,70	3,459
Azote	28	1,25	−147	3,35	0,967
Gaz carbonique	44	1,964	−31,1	7,29	1,514

Remarque. Les propriétés physiques des gaz sont données pour $p = 0,1$ MPa et $t = 15,5$ °C.

Un exemple de calcul des pressions et températures pseudocritiques est fourni au Tableau 3. En connaissant la pression et la température de gisement, on est en mesure de déterminer la pression p_R et la température T_R pseudocritiques en utilisant les formules : $p_R = p_{gis}/p_r$; $T_R = T_{gis}/T_r$, où p_{gis} est la pression de gisement en MPa ; T_{gis}, la température absolue du mélange gazeux aux conditions de gisement,

égale à $T_0 + t_{gis}$(T_0 = 273 K, t_{gis} étant la température de gisement, °C) ; p_r, la pression pseudocritique en MPa ; T_r, la température pseudocritique en K.

Tableau 3

Exemple de calcul des pressions et des températures pseudocritiques

Composant	Teneur de composant dans le mélange y, %	Valeurs critiques absolues		Val. pseudocritiques	
		Pression p_C, MPa	Température $T_C = T_0 + t_{cr}$, K	Pression $p_r = \frac{yp_C}{100}$, MPa	Température $T_r = \frac{yT_C}{100}$, K
Méthane	92,6	4,58	190,5	4,240	176,40
Ethane	1,6	4,82	305,28	0,077	4,88
Propane	0,4	4,20	369,78	0,017	1,48
n-Butane	2,2	3,75	425,0	0,082	9,35
n-Pentane	3,2	3,30	470,2	0,105	15,04
Au total	100			4,521	207,15

Suivant la loi de Henry, la *solubilité* du gaz dans le liquide est proportionnelle à la densité. Les gaz hydrocarbonés s'écartent peu de la loi de Henry aux pressions relativement basses. Aux hautes pressions on observe une dissolution du gaz mutuelle dans le liquide et du liquide dans le gaz. Le coefficient de solubilité des gaz hydrocarbonés vaut habituellement de 0,3 à 2.

Les gaz hydrocarbonés secs obéissent mieux à la loi de Henry que les humides. Pour les gaz secs le coefficient de solubilité aux pressions de gisement habituelles demeure constant, pour les gaz humides il varie en même temps que la pression. Avec l'élévation de la température la faculté des gaz de se dissoudre dans le liquide diminue. Lorsque la pression s'approche de la valeur critique de passage du gaz à la phase liquide, la loi de Henry ne s'applique plus.

La solubilité du gaz dans l'huile est influencée par sa densité. Dans les pétroles plus lourds la solubilité est moindre que dans les huiles légères (fig. 33). Cela s'explique par une plus grande similitude chimique du gaz des huiles légères. Aussi les gaz humides se dissolvent-ils mieux dans le pétrole.

La quantité du gaz dissous dans le pétrole se détermine par l'étude d'échantillons d'huile retirés de puits au moyen d'échantillonneurs de fond à la pression de gisement.

La teneur de gaz dans le pétrole d'un échantillon de fond s'apprécie : par dégazage de contact lorsque le gaz exhalé de la solution demeure en contact avec le liquide ou par dégazage différentiel lorsque tout le gaz soutiré est périodiquement évacué du système. Le dégazage le plus complet du pétrole est obtenu par le procédé de contact.

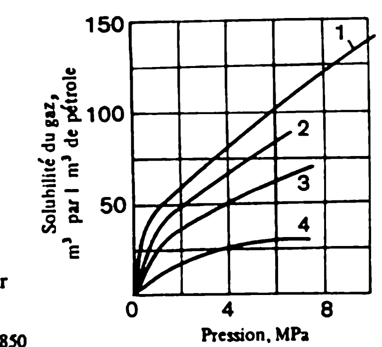


Fig. 33. Solubilité du gaz dans diverses huiles pour t = 21 °C

Densité du pétrole : *1*—0,729 ; *2*—0,804 ; *3*—0,811 ; *4*—0,850

La quantité de gaz dissous dans 1 t de pétrole de gisement est appelée *solubilité du gaz dans le pétrole* ou teneur en gaz, tandis que la quantité de gaz extrait par tonne d'huile extraite est appelée *facteur gaz-huile*.

§ 3. Les eaux de gisements de pétrole et de gaz

Composition chimique des eaux de gisement

Tous les eaux de gisement contiennent des sels, des ions, des colloïdes et des gaz dissous. Sous composition chimique des eaux on entend la composition des substances qui y sont dissoutes.

Les ions principaux des eaux naturelles sont Cl^-, SO_4^{2-}, HCO_3^-, CO_3^{2-}, Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, K^+, les autres constituent les microcomposants, dont les plus importants sont I^-, Br^-, NH_4^{2+}.

La teneur globale dans l'eau d'ions de sels et de colloïdes dissous est dénommée minéralisation générale de l'eau. Les eaux à minéralisation inférieure à 1 g/l sont dites douces ; de 1 à 50 g/l salées, minéralisées (eaux minérales) ; plus de 50 g/l, des saumures.

Les principaux gaz dissous dans l'eau sont N_2, CO_2 et CH_4.

On se sert de la forme ionique et équivalente pour exprimer la teneur en ions particuliers dans l'eau. La première s'exprime en grammes par litre d'eau. Vu que les ions réagissent entre eux non pas en masses de quantités égales mais en rapports relatifs aux masses équivalentes, on utilise la forme équivalente. La teneur de l'ion dans la forme équivalente

est exprimée par le symbole de cet ion affecté d'un indice (rNa^+ ; rCl^-). Pour comparer les analyses d'eaux de minéralisation variée on convertit les milliéquivalents en pour cent.

Pour systématiser les eaux de composition chimique variée on se sert de différentes classifications dont la plus utilisée en pratique pétrolière est celle de Souline (Tableau 4). Les catégories d'eaux de cette classification sont utilisées comme indice pétrolifère lors des prospections.

Tableau 4

Classification des eaux d'après Souline

Catégorie d'eau	Valeurs des coefficients
à sulfure sodique	$\frac{rNa^+}{rCl^-} > 1$; $\frac{rNa^+ + rCl^-}{rSO_4^{2-}} < 1$
à hydrocarbonate de sodium	$\frac{rNa^+}{rCl^-} > 1$; $\frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} > 1$
à chlorure de calcium	$\frac{rNa^+}{rCl^-} < 1$; $\frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}} > 1$
à chlorure de magnésium	$\frac{rNa^+}{rCl^-} < 1$; $\frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}} < 1$

Si l'écart des valeurs limites est faible, les eaux sont rangées dans les catégories intermédiaires. Si les eaux ne contiennent pas de sodium et de chlore, on les considère comme appartenant à une catégorie indéterminée.

Outre les catégories d'eaux on distingue des groupes et des sous-groupes. Le groupe d'eau est défini d'après l'anion dominant, tandis que le sous-groupe d'après le cation dominant.

Propriétés physiques des eaux de formation

La *densité* de l'eau est fonction de sa minéralisation : plus cette dernière est élevée plus la densité de l'eau est grande.

Le *volume spécifique* de l'eau est le volume occupé par 1 kg d'eau. Dans les conditions standard le volume spécifique de l'eau non minéralisée vaut 0,9972 dm^3. Avec l'accroissement de la pression le volume d'eau diminue, tandis qu'avec l'élévation de la température il augmente.

Le *facteur volumétrique* de l'eau dépend de la pression, de la température, du degré de minéralisation de l'eau et de la quantité de gaz dissous.

Le *coefficient de compressibilité* de l'eau varie de 0,004 à 0,005 %.

La *viscosité* de l'eau dans les conditions de gisement varie de 0,03 à 0,18 Pa · s. Avec l'élévation de la température elle diminue. La variation de la pression et du degré de minéralisation n'influe presque pas sur la viscosité.

Lors de l'exploitation des gisements pétroliers il est nécessaire de connaître le *rapport de la viscosité du pétrole à celle de l'eau*. Plus ce rapport est petit, plus le déplacement de l'huile par de l'eau est facilité, et l'on atteint un haut pourcentage d'extraction de pétrole.

La *tension superficielle* de l'eau de formation minéralisée à la frontière avec l'air vaut de 0,07 à 0,08 N/m. La valeur de la tension superficielle influe sur la capacité d'entraînement de l'eau : lorsque la tension superficielle est petite le balayage d'huile de la couche par l'eau est meilleure.

Classification de chantier des eaux souterraines

Au cours de l'exploitation pétrolière on n'appelle eau de formation que l'eau se trouvant dans le gisement avec l'huile ou le gaz. Les eaux des couches aquifères ne contenant pas de pétrole ou appartenant à d'autres gisements de pétrole et de gaz sont dites étrangères à la couche pétrolifère ou gazéifère considérée (Tableau 5).

Tableau 5

Classification de chantier des eaux souterraines

Eau de formation		Eau étrangère
Partie productive du gisement	Partie aquifère du gisement	
1. Eau liée	1. Eau périphérique	Supérieure De fond
2. Eau en mouvement (d'écoulement)	2. Nappe d'eau inférieure	1. Tectonique 2. Technologique
	3. Eau de condensation	3. Technique

L'eau liée est contenue dans la partie pétrolière ou gazière de toute couche. Elle ne peut être déplacée et est fortement liée dans la monocouche et de façon moins stable dans les polycouches, à l'état absorbé à la surface des particules rocheuses.

L'eau en mouvement est l'eau en coin, l'eau retenue par capillarité et l'eau de gravité. La teneur dans la roche de l'eau liée est caractérisée par le coefficient $K_{e.l.}$ égal au rapport du volume des pores occupés par l'eau liée à tout le volume des pores, tandis que celle de l'eau en mouvement par le coefficient $K_{e.m.}$. En somme ces eaux constituent le coefficient de saturation résiduelle en eau $K_{e.r.}$. Dans la zone de saturation limite en pétrole $K_{e.r.} = K_{e.l.}$; la présence d'eau en mouvement à côté d'eau liée est caractéristique aux zones intermédiaires à saturation incomplète en pétrole et en gaz. Ce trait est propre aux roches-magasins hydrophiles les plus répandues dont la surface est recouverte d'une pellicule d'eau liée. Dans une roche-magasin complètement récalcitrante à l'eau l'eau liée est absente.

L'eau périphérique soutient le gisement tabulaire (en couche) de pétrole ou de gaz. La nappe d'eau inférieure soutient le gisement de pétrole ou de gaz en amas. On peut la trouver aussi dans les gisements tabulaires en cas de saturation incomplète de la couche pétrolifère.

L'eau de condensation se forme aux dépens de condensation des vapeurs d'eau.

L'eau supérieure remplit les couches se trouvant au-dessus de la couche productive donnée. En s'infiltrant dans la couche productive, elle constitue par rapport à cette dernière l'eau étrangère supérieure. La nappe inférieure se dispose dans les couches situées au-dessous de la couche productive donnée. En pénétrant dans la couche productive, elle y constitue l'eau étrangère inférieure.

L'eau tectonique pénètre dans la couche pétrolifère par les fissures tectoniques.

L'eau technologique est injectée dans la couche avec inondation artificielle prévue par le schéma technologique d'exploitation du gisement.

L'eau technique est le filtrat de boues de forage entrées dans la couche au cours de son abord par des puits d'exploitation ou d'exploration. L'apparition dans la couche d'eau technique est indésirable, car elle diminue fortement la rentabilité du puits, surtout de gaz.

§ 4. Origine du pétrole et du gaz

I. Goubkine considérait que la solution du problème de l'origine du pétrole n'avait pas seulement un intérêt scientifique et technique mais aussi une grande importance pratique, car elle permet de disposer d'informations sûres sur l'endroit où il faut rechercher le pétrole et de fixer les méthodes les plus rationnelles pour l'organisation des prospections.

L'origine du pétrole est un des problèmes les plus compliqués de sciences naturelles non résolus jusqu'aujourd'hui.

Les hypothèses actuelles s'appuient sur les idées de l'origine organique et minérale du pétrole et du gaz. En se guidant sur les conceptions de l'origine organique du pétrole et du gaz, les géologues soviétiques ont dégagé les provinces pétrolifères et gazéifères principales ainsi que les zones d'accumulation de pétrole et de gaz en différentes régions de l'U.R.S.S.

Les considérations sur l'origine organique du pétrole ont été pour la première fois énoncées en 1759 par M. Lomonossov, tandis que les idées sur son origine minérale ont été avancées il y a plus d'un siècle et demi par A. Humboldt.

Hypothèses sur l'origine minérale du pétrole

Parmi les hypothèses de l'origine minérale du pétrole la plus connue en U.R.S.S. est celle de D. Mendéléev qui supposait que l'eau en pénétrant par les fissures dans les profondeurs de la Terre entrait en réaction avec les carbures métalliques. Les vapeurs d'hydrocarbures ainsi formées remontaient par les mêmes fissures vers les parties supérieures de l'écorce terrestre où elles se concentraient en formant des accumulations de pétrole. Par des recherches au laboratoire il a de même démontré la possibilité de genèse d'hydrocarbures par réaction de l'eau avec les carbures métalliques.

En 1889 à la Société de recherche sur la nature de Moscou V. Sokolov exposa sa théorie cosmique.

Ces hypothèses ont eu une diffusion limitée et au début du XX s. ont pratiquement été réfutées dans les travaux de N. Androussov, A. Arkhanguelski et I. Goubkine. Mais vers les années 50 l'idée de la genèse minérale du pétrole a de nouveau été exprimée par les chercheurs soviétiques N. Koudriavtzev, B. Kropotkine, V. Porfiriev et autres, ainsi que par des savants d'autres pays K. Mac-Darmat, F. Hoyle, etc. Toutefois ces idées ont également été réfutées par la logique de la découverte de gisements de pétrole et de gaz dans les roches sédimentaires.

Hypothèses de l'origine organique du pétrole

L'association universelle d'accumulations de pétrole et de gaz aux formations sédimentaires ainsi que la similitude des éléments de la composition chimique des pétroles et de la matière vivante sont une démonstration convaincante de la justesse de l'hypothèse de la genèse organique du pétrole et du gaz. Grâce aux travaux de G. Potonier (1905), de I. Goubkine (1932) et de P. Trusk (1939) la conception de la nature animale et végétale du matériau originaire du pétrole a été universellement

reconnue. Dans les travaux publiés au début du XX s. N. Androussov et G. Mikhaïlovski et plus tard V. Weber (1955) et N. Strakhov (1954) ont exposé la théorie sur les séries mères du pétrole et ont montré les voies possibles de genèse du pétrole à partir de la matière organique qui y est diffusée.

Un rôle important dans le développement de l'hypothèse organique revient à I. Goubkine qui a mis en évidence la nature régionale de la genèse du pétrole et du gaz et a souligné la grande durée de ces phénomènes se déroulant tout au long de l'évolution de l'écorce terrestre.

De nombreux travaux des scientifiques soviétiques sont consacrés aux phénomènes de transformation du matériau organique originel en hydrocarbures. Une attention particulière y est attachée à l'étude des facteurs favorisant la transformation de la substance organique en pétrole ; à l'activité des microorganismes, à la température, à la pression, aux réactions chimiques, etc.

Le schéma de principe des processus de transformation de la substance organique en pétrole et en gaz selon les conceptions modernes est le suivant.

Le processus de formation de sédiments s'accompagne du dépôt de la matière organique qui peut se présenter en état diffus ou concentré dans une assise quelconque. Le dépôt de la matière organique originelle est possible non seulement dans des sédiments argileux, comme on le supposait d'abord, mais également dans les roches sableuses, aleurolitiques et carbonatées, les conditions les plus favorables à l'accumulation de ces dépôts étant les parties littorales des bassins marins, les lagunes, les golfs, les lacs et les marais. La genèse du pétrole et du gaz à partir des matières organiques s'effectue dans les conditions d'un milieu réducteur.

Le milieu réducteur se crée dans les bassins où s'accumulent les dépôts renfermant des substances organiques à la condition de leur subsidence prolongée et continue permettant d'isoler complètement et pour longtemps les sédiments de la surface terrestre (de l'oxygène de l'air) par une couverture impénétrable de roches sus-jacentes. En outre l'enfoncement prolongé et des assises de couverture épaisses contribuent à élever la pression et la température, condition indispensable à la transformation de la matière organique en pétrole et en gaz.

Le schéma exposé résume les conditions favorisant la transformation des substances organiques en hydrocarbures. Nombre de facteurs physico-chimiques engendrant ce processus sont encore inconnus. Mais les données de fait sur les lois de répartition des gisements de pétrole dégagés dans l'écorce terrestre témoignent en faveur de l'origine organique du pétrole. C'est ainsi que 99,9 % de gisements de pétrole et de gaz

connus sont associés aux roches sédimentaires et, en leur sein, aux ensembles pétrolifères et gazéifères régionaux se caractérisant par des séquences déterminées de faciès. De plus dans les zones de grands boucliers (Baltique, d'Afrique, d'Arabie) en contact avec les unités productives on ne décèle pas d'indices d'accumulation de pétrole et de gaz. Il faut de même mentionner que les compositions chimiques des pétroles et autres caustobiolithes sont semblables et que dans les roches sédimentaires on a décelé d'énormes quantités de substances organiques, la présence dans la composition des pétroles du carbone, de l'hydrogène, de l'azote, du soufre et autres éléments témoignant de la genèse du pétrole à partir des débris d'animaux et végétaux. Il faut y ajouter la similitude des compositions isotopiques des pétroles et des substances du monde organique, etc.

CHAPITRE II

Conditions d'arrangement du pétrole et du gaz naturel au sein de l'écorce terrestre

§ 1. Notion de roches-magasins

On appelle roches-magasins les roches pouvant servir de réceptacles pour le pétrole, le gaz et l'eau et possédant une perméabilité suffisante pour permettre l'évacuation par des puits à la création d'une différence de pression. Cette définition s'appuie sur la capacité et la filtrabilité propres à certaines roches sédimentaires, ignées et métamorphiques. On a indiqué plus haut que la grande majorité des réserves mondiales de pétrole décelées étaient associées aux roches-magasins sédimentaires. L'ossature des roches-magasins sédimentaires peut être constituée (d'après V. Dakhnov) de quartzites (de grès), de quartz-feldspaths (sablo-argileux), de carbonates et d'évaporites (de gypse et anhydrite).

Les roches-magasins quartzeuses sont composées de grains bien triés et arrondis. Ce dernier trait contribue à leur faible tassement et les rend très peu anisotropes. Le ciment de ces magasins est constitué à partir des cristaux secondaires du quartz. Dans l'espace interstitiel se précipitent le calcédoine, l'opale, le calcite et la dolomite. En outre le ciment se forme aux dépens de débris des grains mêmes de la roche. Les magasins quartzeux se caractérisent par une bonne évacuation d'huile et de gaz et par une continuité relative de l'aire.

Les magasins en quartz-feldspath (polymictiques) sont composés de grains minéraux et de débris de roches. Ils contiennent du quartz, des débris de feldspaths, de mica, de pyroxène, de calcaires, de dolomies et

d'autres roches ; les grains sont mal arrondis, se tassent bien au cours de la diagenèse et se caractérisent par une forte anisotropie. La cimentation des magasins polymictiques s'effectue par métamorphisme de minéraux argileux, par formation d'illite et de chlorite enveloppant les grains de roche.

Certaines roches-magasins peuvent aussi être formées de débris de roches.

Dans tous les groupes des magasins clastiques les vides se forment en cours de sédimentation aux dépens d'interstices intergranulaires. Les pores dans les roches-magasins clastiques sont donc primaires. Ils communiquent entre eux et rendent perméables la phase solide (la matrice) de la roche. Les dimensions de ces pores sont quelquefois très réduites par suite de cimentation des roches au cours de diagenèse. La configuration des pores intergranulaires des magasins clastiques est également variée. Elle peut être rhomboïdale pour un arrangement meuble de grains bien arrondis, tétraédrique en cas d'un empilement compact de grains anguleux (fig. 34) et avec fentes pour un rangement en écailles.

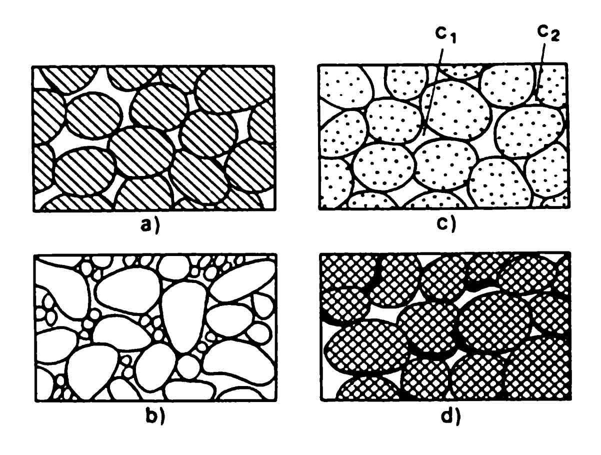


Fig. 34. Types de pores
a, configuration rhomboïdale d'une roche très poreuse aux grains bien triés ; *b*, alvéolaires en forme de canaux d'une roche mal triée et peu poreuse ; *c*, rhomboïdale (c_1), tétraédrique (c_2) d'une roche bien triée très poreuse avec grains poreux ; *d*, rhomboïdale, tétraédrique et autres d'une roche bien triée et cimentée dont la porosité est faible (d'après O. Meitzer)

Un groupe important de roches-magasins carbonatées se forme par voie organique et chimique. En se précipitant des solutions le calcite cimente ces dépôts et il se forme des assises de roches monolithes avec des pores peu nombreux souvent ne communiquant pas entre eux. La matrice dans ces roches est impénétrable. Les vides s'y forment beaucoup plus tard que l'accumulation des sédiments, ils sont le fait de fracturation et de fissuration postsédimentaires provoquées par les mouvements tectoniques, les déformations thermiques, la dolomitisation, etc. Le lessivage ultérieur transforme une partie de fissures en cavernes. La

formation des vides de la façon décrite est donc un phénomène secondaire.

Les réservoirs d'évaporites (chimiques) sont généralement associés aux gypses et aux dolomies. L'espace vide y a également une origine secondaire. Il se forme par dissolution de la matrice par les eaux circulant dans les fissures engendrées au cours de diagenèse en créant des cavités karstiques et des cavernes.

Les vides secondaires peuvent également se former dans le manteau de débris superficiel sous l'effet de processus météoriques.

Les vides secondaires se présentent habituellement sous forme de fissures, de cavernes et de pores en canaux (fig. 35).

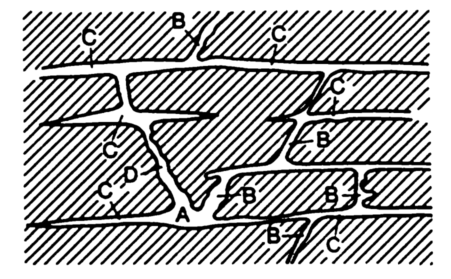


Fig. 35. Roche carbonatée avec pores formés par suite du lessivage (d'après S . Pirson)
A, caverne ; canalicules ; *B*, en formes de fissures ; *C*, suivant les plans de sédimentation ; *D*, suivant les interstices de dissolution

Dans les roches à porosité secondaire l'écoulement des fluides et la nature de l'imprégnation des matrices présentent des traits qui sont particuliers à chaque type de roche. C'est ainsi que dans les roches-magasins granulaires et fissurées l'huile demeure essentiellement au sein des pores intergranulaires de la matrice, tandis que son déplacement vers les puits s'effectue suivant les fissures. Dans un réservoir fissuré les pores de la matrice sont pour l'essentiel remplis par de l'eau, quant aux cavernes, fissures et autres vides, ils servent de réceptacle et de voies de déplacement de l'huile.

Un facteur très important influençant la capacité et le déplacement dans la roche-magasin est la teneur en argiles des roches. Ce facteur non seulement diminue la portée de ces propriétés au cours de la formation des magasins en comblant les espaces vides mais gêne fortement le déplacement dans la zone des puits au cas de forage avec boues peu minéralisées ainsi que durant l'injection d'eau douce au cours de l'exploitation du gîte avec inondation.

Ainsi donc les couches-magasins productives de gîtes de pétrole et de gaz sont très variées du fait de la diversité de la composition minérale de l'ossature, du ciment, ainsi qu'à cause des variations dans le degré de cimentation et la teneur en argiles, l'aspect des espaces vides, les dimen-

sions des pores et des grains de roche, le degré d'homogénéité, etc. Pour faciliter l'étude des roches-magasins on a établi plusieurs classifications. En particulier, V. Dakhnov a proposé de dégager de préférence cinq classes principales sur la base de la plupart des paramètres mentionnés et étudiés plus loin, ainsi que de paramètres complexes qui s'en déduisent (capacités spécifiques et teneurs en huile et gaz, coefficient de déplacement, etc.).

C'est ainsi que d'après l'espace interstitiel cet auteur dégage les classes principales suivantes de roches-magasins : granulaires, granulaires et fissurées, fissurées, fissurées et caverneuses, caverneuses.

Parmi les roches-magasins sablo-argileuses (terrigènes) d'après le diamètre des grains d dans la I^e classe sont rangés les magasins à grains grossiers (cailloutis) avec $d = 1$ mm ; dans la IIe à grands grains (grès) $d = 0,3 \div 1$ mm ; dans la IIIe à grains moyens (grès) $d = 0,1 \div$ $\div$ 0,3 mm ; dans la IVe à grains fins (pélites) $d = 0,3$ mm. Parmi les roches-magasins carbonatées : dans la I^e classe les magasins à structure pséphytique (roches meubles, calcaire coquillier) $d = 5$ mm ; dans la IIe à structure psammitique $d = 1 \div 5$ mm ; dans la IIIe à gros grains $d = 0,2 \div 1$ mm ; dans la IVe à grains moyens $d = 0,05 \div 0,2$ mm ; dans la Ve à grains fins $d = 0,05$ mm.

D'après la composition du ciment on distingue les roches-magasins à ciment argileux représentées par les métaux hydroxydés et les zéolites ; les roches-magasins à ciment carbonaté et opalo-calcédonique.

Suivant les dimensions on distingue les mégapores, les pores supercapillaires, capillaires et subcapillaires. Les mégapores auxquels on rattache les cavités karstiques larges de plusieurs mètres ont un diamètre moyen supérieur à 10 mm ; les pores supercapillaires sont de dimensions variant de 0,1 à 10 mm, les pores capillaires de 10^{-3} à 0,1 mm et les pores subcapillaires de moins de 10^{-3} mm ou inférieurs à 1 μm. Dans la nature les pores de ce dernier groupe sont impénétrables.

Suivant le pourcentage d'argile, dont l'indice est la teneur en argile η, la I^e classe est constituée de roches-magasins pures, $\eta < 0,05$; la IIe classe comprend les roches-magasins faiblement argileuses, $\eta = 0,5 \div 0,1$; la IIIe classe, moyennement argileuses, $\eta = 0,1 \div 0,2$; la IVe classe, assez argileuses, $\eta = 0,2 \div 0,5$; la Ve classe, très argileuses, $\eta > 0,5$.

§ 2. Porosité des roches

La porosité s'apprécie quantitativement d'après la capacité des roches-magasins. En général c'est le rapport du volume des vides (pores) dans l'échantillon au volume de ce dernier exprimé en pour cent. Ce

rapport exprimé en fractions d'unité est aussi appelé coefficient de porosité ou indice du vide.

En fonction de la nature de l'espace vide la porosité peut être primaire et secondaire, et, par suite, granulaire, granulaire et fissurée, fissurée et caverneuse, caverneuse, etc.

Habituellement, sous porosité proprement dite on comprend la porosité granulaire. On distingue deux porosités principales : la porosité absolue ou totale et la porosité effective ou utile :

le coefficient de porosité totale $k_{p.t.} = V_{p.t.}/V_{éch}$, où $V_{p.t.}$ est le volume de tous les pores de la roche ; $V_{éch}$ est le volume de l'échantillon ;

le coefficient de porosité utile est inférieur à $k_{p.u.} = V_{p.com.}/V_{éch}$, où $V_{p.com.}$ est le volume des pores communicants.

Donc la porosité utile caractérise directement la capacité des roches-magasins, elle est prise en considération lorsqu'on calcule les réserves de pétrole et de gaz, établit les projets et analyse l'exploitation du gîte, etc.

La détermination de la porosité utile au laboratoire s'effectue sur la base du principe d'imprégnation de la roche de kérosène suivant le procédé de Préobrajenski. Pour les roches carbonatées d'autres procédés ont été élaborés. La porosité utile des fractions à pores fins et micropores peut être appréciée par injection du mercure dans l'échantillon. On utilise également les méthodes géophysiques.

Dans les réservoirs fissurés et caverneux on détermine :

le coefficient de fissuration $k_{p.f.} = V_{p.f.}/V_{éch}$, où $V_{p.f.}$ est le volume des fissures dans la roche ;

le coefficient de porosité fissurée et caverneuse $k_{p.f-c} = V_{p.f-c}/V_{éch}$, où $V_{p.f-c}$ est le volume total des fissures et des cavernes de la roche ;

le coefficient de porosité de la matrice $k_{p.m.} = V_{v.m.}/V_{éch}$, où $V_{v.m.}$ est le volume des vides de la matrice.

Les méthodes d'étude au laboratoire des roches-magasins fissurées et caverneuses en roches carbonatées sont encore insuffisamment mises au point. Aussi est-il important de bien connaître la structure géologique des gisements associés à ces roches-magasins. La connaissance des conditions de formation de ces roches-magasins, de la nature des variations du milieu géologique après leur mise en place, ainsi que des conditions d'exploitation des gîtes permet de fixer de façon plus sûre les aires de roches-magasins à porosité fissurée et caverneuse. Il est également nécessaire de surveiller soigneusement les opérations de forage dans les roches fissurées et caverneuses en fixant les variations de vitesse d'avancement du forage et les profondeurs de chutes de l'outil, l'absorption des boues de forage, ainsi que les autres interruptions de la marche du forage non dues aux accidents mécaniques. Dans les puits forés on doit procéder à

un ensemble intégral d'investigations géophysiques de chantier. Tous les renseignements sur l'étude de l'arrangement géologique des roches carbonatées doivent être minutieusement accordés avec l'information obtenue au cours du forage des puits et les données d'investigations géophysiques de chantier. L'ensemble des résultats recueillis permet d'apprécier la structure générale de l'espace formé par les vides précisée ensuite par des carottages.

Pour déterminer la porosité fissurée on recourt à la méthode de lame mince, à la méthode recourant à l'investigation géophysique de chantier (la diagraphie électrique latérale, la diagraphie neutron-gamma) et à la méthode liée au photocarottage des sondages et à leur essai.

Pour le calcul de la porosité fissurée $k_{p.f.}$ par la méthode de lame mince on utilise la formule $k_{p.f.} = bl/F$, où b est la valeur supposée de l'ouverture des fissures ; l la longueur des traces des fissures sur la lame mince ; F la surface de la lame mince.

§ 3. Perméabilité des roches

La perméabilité est la capacité des roches de laisser passer par le système de pores en communication les liquides et les gaz ou leur mélange en cas d'existence d'une différence de pression. Elle caractérise quantitativement les propriétés d'écoulement de la roche-magasin.

L'absence de communication entre les pores rend la roche imperméable. Certaines roches peuvent posséder une haute porosité totale et ne pas constituer des magasins (par exemple, certains argiles, la craie). Les mêmes roches à porosité primaire ou granulaire présentent pour des fluides différents des perméabilités variées. Les roches imperméables pour le pétrole et l'eau peuvent être perméables au gaz, du fait de sa plus grande aptitude de pénétration ; les roches imperméables pour les pétroles très visqueux sont perméables pour les pétroles moins visqueux. Dans les roches considérées le déplacement des fluides s'effectue suivant les pores de la matrice communiquant entre eux.

L'expérience a montré que le pétrole se déplace le long des pores dont la dimension est supérieure à 1 μm, quant au gaz il peut circuler dans des pores de dimension beaucoup plus petite.

La grandeur de la perméabilité physique s'obtient à partir de l'équation de Darcy : $k_{per} = Q\mu/(\Delta p/\Delta LF)$, où Q est le débit des liquides, des gaz ou de leurs mélanges de viscosité dynamique μ s'écoulant à travers le volume de roche de section F sous un gradient de pression $\Delta p/\Delta L$; Δp étant la différence de pressions ; L la longueur de l'échantillon de roche.

Dans le système SI la perméabilité physique est de dimension m^2.

Si à travers l'échantillon dont au préalable on a extrait le pétrole puis séché jusqu'à une masse constante, on fait passer un gaz inerte (azote ou

air), alors la perméabilité au gaz de cet échantillon sera nommée perméabilité absolue. Elle caractérise les propriétés physiques d'un milieu poreux au cours d'écoulement d'un courant de gaz inerte à travers tous les canalicules des pores.

Si l'échantillon est traversé par un liquide hétérogène constitué de phases différentes en états variés (gaz-eau, huile-eau, gaz-huile, gaz-huile-eau), les grandeurs de perméabilité déterminées au cours du déplacement de chaque phase différeront de la perméabilité absolue ainsi que l'une de l'autre. Aussi a-t-on introduit la notion de perméabilité phasique (ou effective) sous laquelle on comprend l'aptitude de l'espace poreux, imprégné d'un liquide hétérogène, de laisser passer à travers chacune des phases particulières. La perméabilité phasique se détermine d'après la formule de la perméabilité physique au numérateur de laquelle on porte respectivement $Q_h\mu_h$, ou $Q_e\mu_e$ ou $Q_g\mu_g$. La présence dans un milieu poreux de plusieurs phases diminue l'écoulement de la phase

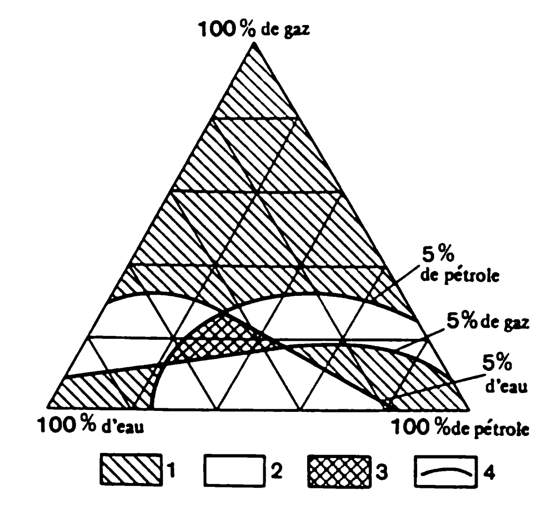


Fig. 36. Courant triphasique en milieu poreux suivant la saturation en différentes phases

Domaines des courants : *1*, essentiellement monophasique ; *2*, essentiellement diphasique ; *3*, triphasique ; *4*, lignes limitant les zones à contenu égal à 5% de chacun de fluides du courant

étudiée. Aussi la perméabilité phasique est-elle toujours inférieure à la perméabilité absolue. Le rapport en % de la perméabilité phasique à l'absolue est appelé perméabilité relative de la roche. Avec l'écoulement de mélanges diphasiques on se trouve en présence, suivant le degré de saturation du magasin en eau, d'un courant mono- ou diphasique. Le débit d'un liquide diphasique défini par la somme des perméabilités relatives de la roche est toujours inférieur au débit d'un liquide monophasique. Au début d'exploitation d'un gisement de pétrole, quand il ne s'écoule du puits que du pétrole, la perméabilité phasique de la roche-magasin est maximale.

Dans le cas d'écoulement de mélanges triphasiques, suivant la saturation en gaz, huile et eau, le courant est mono-, di-, ou triphasique (fig. 36). Les coordonnées en tout point du triangle de la figure 36 indiquent les diverses imprégnations de la carotte de chacune des trois phases. On voit sur le triangle que les conditions d'écoulement simultané d'un courant triphasique sont limitées par une très petite plage. Il est caractéristique que le courant triphasique est dans cette plage de beaucoup inférieur au courant diphasique minimal.

Tout ce qui vient d'être dit se justifie pour les roches à porosité primaire ou granulaire. Pour les roches fissurées à côté de la perméabilité en petit s'observe également la perméabilité en grand qui peut atteindre de grandes valeurs dans les roches à perméabilité directe.

En fonction de la grandeur de la perméabilité V. Dakhnov a établi cinq classes de perméabilité de roches-magasins :

I — très grande, $k_{per} > 10^{-12}$ m^2 ;
II — grande, $k_{per} = 10^{-13} - 10^{-12}$ m^2 ;
III — moyenne, $k_{per} = 10^{-14} \div 10^{-13}$ m^2 ;
IV — basse, $k_{per} = 10^{-15} \div 10^{-14}$ m^2 ;
V — très basse, $k_{per} < 10^{-15}$ m^2.

La perméabilité des roches peut être déterminée d'après les courbes de remontée de pression en régime non stationnaire.

§ 4. Dépendance de la porosité et de la perméabilité de la pression et de la température

La perspective de la découverte de gisements de pétrole et de gaz à de grandes profondeurs oblige à étudier l'influence des hautes pressions et des températures élevées sur les propriétés des roches-magasins. Sous l'effet de la pression la forme de l'espace poreux se modifie. L'expérience a montré qu'avec l'accroissement de la pression la porosité et la perméabilité diminuent, les variations de perméabilité se révélant plus grandes. En outre une roche-magasin granuleuse gisant à de grandes profondeurs se fissure et plus elle est argileuse plus cette fissuration est importante. Ces constatations modifient grandement nos conceptions sur la capacité et la perméabilité des roches en profondeur.

Or une carotte tirée de grandes profondeurs sans maintien des conditions de gisement se déforme sous l'effet de la décharge et augmente sa porosité utile et sa perméabilité. D'après les données fournies par V. Dobrynine les coefficients de correction aux porosités utiles déterminés sur la base des carottes retirées de 2000 m de profondeur oscillent entre 0,986 pour la roche-magasin pure et 0,958 pour la roche argileuse.

Respectivement les coefficients de correction pour la perméabilité varient de 0,90 à 0,75. Avec l'augmentation de la profondeur les coefficients de correction croissent. Pour une carotte retirée de 4000 m de profondeur les coefficients de correction pour la porosité varient de 0,978 pour la roche-magasin pure à 0,930 pour la roche argileuse, tandis que pour la perméabilité, respectivement de 0,84 à 0,64.

§ 5. Saturation en pétrole et en gaz des roches-magasins

La saturation en pétrole et en gaz des roches-magasins caractérise la fraction de volume des pores contenant respectivement de l'huile et du gaz. Exprimée en fractions d'unité, elle porte le nom de facteur de saturation respectivement en huile et en gaz. Si le volume des pores est pris pour unité, le facteur de saturation en pétrole des réservoirs vaut $K_p = 1 - K_{e.r.}$.

Pour les zones de saturation maximum d'une roche-magasin hydrophile où $K_{e.r.} = K_{e.l.}$ le facteur de saturation en pétrole $K_p = 1 - K_{e.l.}$. Dans une telle zone le facteur de saturation d'une roche-magasin hydrophobe vaut 1, car dans ce cas $K_{e.l.} = 0$.

Au laboratoire la teneur en eau liée s'obtient d'après des échantillons de carotte par centrifugation et étirage capillaire. Une détermination plus précise dans la couche de l'eau liée est possible avec forage de la couche et utilisation du liquide de curage à base de solution non filtrable. Le facteur de saturation en pétrole et en gaz peut être établi par des méthodes géophysiques de chantier. Dans un trou de sondage non tubé on utilise à cette fin la méthode de résistance électrique. Dans les trous tubés K_g se détermine par les diagraphies de neutrons. Avec l'apparition de conditions physiques favorables on a pu déterminer K_p dans les trous de sondages tubés par les diagraphies de neutrons impulsés.

Pour une roche-magasin hydrophile à gaz le facteur de saturation en gaz vaut $K_g = 1 - K_{e.r.}$.

Si la mise en place du gîte de gaz s'est effectuée par suite du déplacement de l'huile par du gaz du gisement initialement à l'huile, $K_g = 1 - K_{e.r.} - K_{p.v.}$.

§ 6. Notion de couvertures

On appelle couverture des roches peu perméables recouvrant et présentant une barrière aux accumulations de pétrole et de gaz. On rattache à de telles roches les argiles, les argilites, les aleurolites argileuses, les calcaires, les sels, les gypses, les anhydrites. La présence de couvertures est la condition essentielle de la conservation d'accumulations de pétrole et de gaz.

Les qualités principales garantissant la sûreté des couvertures sont la composition lithologique, le degré d'homogénéité, l'épaisseur et le mode de distribution. La sûreté de la couverture est également fonction du fluide constituant le gîte ainsi que de sa hauteur.

En ce qui concerne la composition lithologique, la plus grande sûreté est offerte par les assises salifères. Les particularités de leur mise en place ont déterminé leur mode de distribution et leur grande épaisseur.

Le plus souvent on se trouve en présence de couvertures argileuses. Alors les argiles montmorillonitiques constituent les meilleurs écrans. Plus la composition des argiles est homogène plus elles sont étanches. La présence dans les argiles de couches de grès et d'aleurolites les rend plus perméables. Leur rôle d'écran est réduit car la fissuration des argiles avec densité plus élevée est plus facile.

Le rôle d'écran des couvertures est fonction de leur épaisseur. Pour le gaz dont la mobilité est beaucoup plus grande que celle de l'huile aux conditions égales la couverture doit être plus épaisse. C'est particulièrement important pour les gisements de gaz à grand étage de saturation et, partant, à pression anomalement grande.

Suivant les dimensions on distingue les couvertures régionales, zonales et locales. Les couvertures régionales s'étendent sur les régions et les provinces pétrolifères et gazéifères. Elles sont très épaisses et lithologoquement continues. Les couvertures zonales s'étendent sur des zones pétrolifères et gazéifères, quant aux locales, elles recouvrent un ou plusieurs champs.

§ 7. Notions de réservoirs naturels et de pièges

Réservoirs naturels

Le réservoir naturel (d'après I. Brod) est un réceptable naturel de pétrole, de gaz et d'eau au sein duquel ces derniers peuvent circuler et dont la forme est fonction du rapport entre la roche-magasin et les roches encaissantes peu perméables qui l'entourent. I. Brod distingue trois types principaux de réservoirs : tabulaires (en couche), en amas (en masse) et par changement de faciès (lithologiquement limités de tous les côtés).

Le réservoir tabulaire (en couche) est une roche-magasin de grande expansion en surface limitée au toit et au mur par des roches peu perméables.

Les réservoirs tabulaires présentent une grande variété. Ils peuvent être constitués de roches-magasins homogènes d'expansion en surface et en épaisseur continue (fig. 37, *a*). Souvent la couche-magasin régionalement continue sur de grandes surfaces finit en biseau aux voûtes

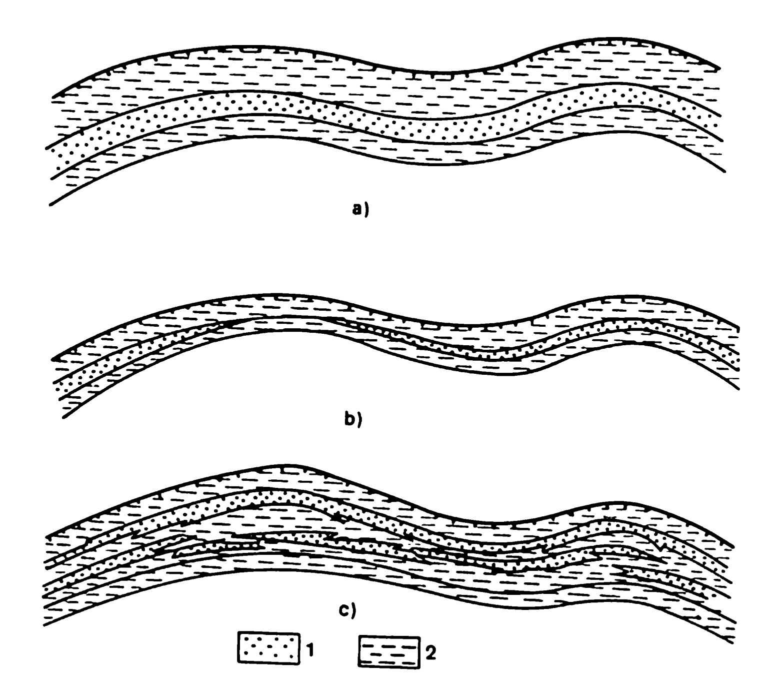


Fig. 37. Schéma de principe de réservoirs tabulaires (en couche)
1, roche-magasin ; *2*, terrains imperméables

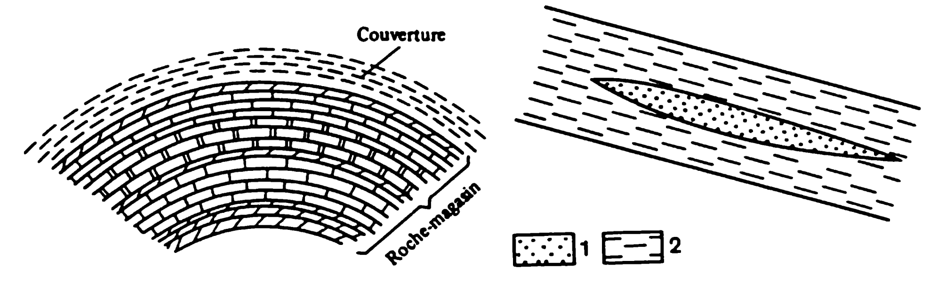


Fig. 38. Schéma d'un réservoir en amas (en masse) (d'après N . Eremenko)

Fig. 39. Schéma de principe d'un réservoir par changement de faciès limité de tous les côtés
1, grès ; *2*, argile

de plis brachyanticlinaux (fig. 37, *b*). La couche-magasin peut être constituée de plusieurs couches intercalaires communiquant entre elles et soumises à de brusques substitutions de faciès lithologiques (fig. 37, *c*).

Le réservoir en amas est une assise épaisse de roches perméables constituant un système hydrodynamique d'un seul tenant recouvert d'une couverture étanche (fig. 38). Les roches du réservoir en amas peuvent être sédimentaires, biogènes et dues aux processus météoriques. Si les réservoirs en amas sont composés de roches d'un même groupe lithologique, par exemple, de calcaires, on les appelle alors réservoirs homogènes. Les réservoirs en amas non homogènes peuvent être composés de différentes roches (calcaires, grès, etc.), liées hydrodynamiquement entre elles.

Aux réservoirs par changement de faciès se rattachent les réservoirs naturels dont les secteurs perméables sont entourés de tous les côtés par des roches pratiquement étanches (fig. 39).

Pièges à pétrole et à gaz

On appelle pièges à pétrole et à gaz les réservoirs naturels ou leurs parties où grâce à différentes dislocations structurales, à des barrières stratigraphiques et lithologiques et aux changements de faciès il se crée des conditions à l'accumulation de pétrole et de gaz.

Les pièges engendrés par différentes dislocations structurales sont dits structuraux. L'écran stratigraphique et le changement de faciès sont des facteurs qui engendrent les pièges dénommés non anticlinaux.

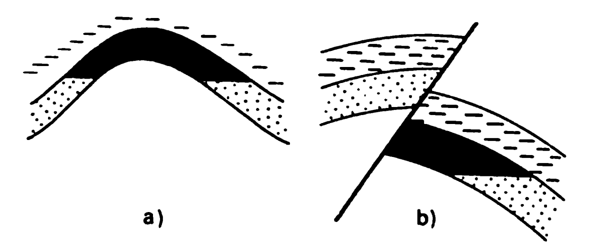


Fig. 40. Schéma de pièges structuraux (d'après I. Brod, E. Frolov)

Les pièges structuraux sont les plus répandus ; ils sont en rapport avec différentes sortes de plis, les structures de tassement et d'encapuchonnement, les plis diapirs. Dans ce cas les pièges sont associés aux voûtes des plis et des soulèvements (fig. 40, *a*). Les plis peuvent être de différentes formes, des coupoles aux pentes douces jusqu'aux brachyanticlinaux aux flancs fortement étirés et symétriques. Les dimensions des pièges anticli-

naux varient grandement : de quelques kilomètres carrés jusqu'à plusieurs mille de kilomètres carrés.

Les accidents tectoniques du type de failles directe et inverse, de charriages sont la cause de formation de pièges à barrière tectonique (fig. 40, *b*), où le réservoir tabulaire est limité par un écran suivant le plan de dislocation.

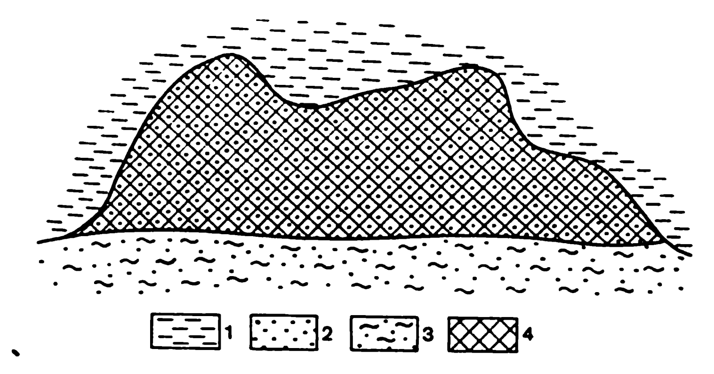


Fig. 41. Piège formé dans les barres d'embouchures de grands fleuves et les cordons littoraux
1, couverture étanche ; *2*, barre sableuse ; *3*, aleurolites (silts) ; *4*, zone de mise en place possible du gisement

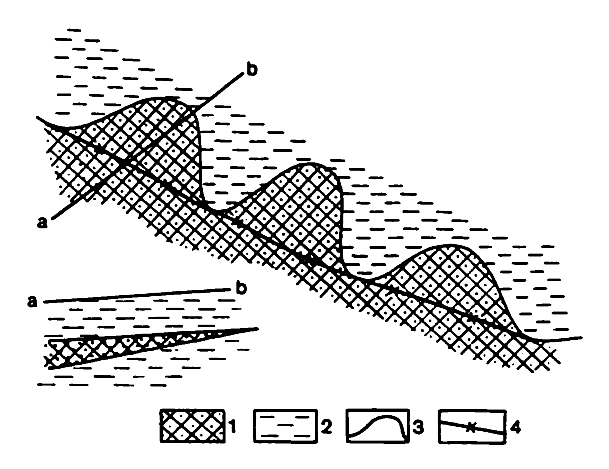


Fig. 42. Schéma d'un piège associé au biseau lithologique d'un réservoir tabulaire (en couche) et sa coupe suivant *ab*
1, grès ; *2*, argile ; *3*, ligne du biseautage ; *4*, limite des pièges

La formation des pièges non anticlinaux peut être en rapport avec la sédimentation et l'érosion, de plus dans la mise en place des nombreux pièges sédimentaires et d'érosion un rôle important est dévolu aux phénomènes tectoniques.

Les pièges d'origine sédimentaire peuvent présenter plusieurs types : de cordons littoraux, de deltas, de barres (fig. 41) ; de lits de fleuves (voir fig. 49) ; de récifs (voir fig. 48, *c*). En outre, les pièges d'origine sédimentaire peuvent être associés aux lentilles gréseuses encaissées dans des roches étanches. On rattache de même aux pièges d'origine sédimentaire les pièges associés aux zones de biseautage de réservoirs tabulaires (fig. 42). Du point de vue tectonique ces zones se rapportent aux monoclinaux, aux terminaisons périclinales des plis, ainsi qu'aux enfoncements entre des saillants rocheux. Le rôle du facteur tectonique dans la genèse de ces pièges est évident.

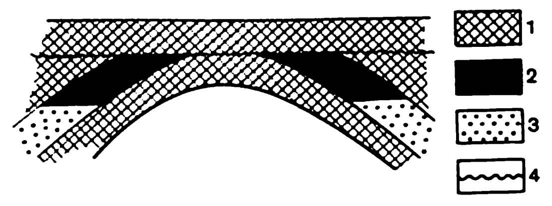


Fig. 43. Schéma d'un piège par barrière stratigraphique dans la voûte d'un soulèvement local
1, terrains étanches ; *2*, pétrole ; *3*, eau ; *4*, surface de discordance stratigraphique

Les pièges engendrés par des facteurs météoriques sans intervention de la tectonique peuvent se former par recouvrement avec des roches étanches de buttes-témoins (voir fig. 48, *b*). Mais parmi les pièges dus à l'érosion on rencontre souvent des pièges d'origine structurale et météorique qu'on appelle à barrière stratigraphique. Dans ces pièges la barrière est constituée par d'anciens plans de discordance stratigraphique. Ils sont générés du fait de tronquage par l'érosion des sédiments anticlinaux et le recouvrement discordant consécutif de réservoirs tabulaires (fig. 43).

§ 8. Notion de gîtes et de champs de pétrole et de gaz

On appelle gîte de pétrole et de gaz l'accumulation de ces fluides dans les roches-magasins de pièges sous couverture. L'ensemble de gîtes de pétrole et de gaz de différents horizons d'une même aire est appelé champ. Un champ à gîte unique a été appelé par G. Gabriélantz champ à un seul gisement, tandis que le champ comprenant plusieurs gîtes est dit à gîtes multiples.

Le gaz, le pétrole et l'eau se répartissent au sein du piège sous l'effet du facteur gravifique en fonction de leur densité. Habituellement, le gaz et l'huile occupent la partie supérieure du piège, tandis que l'eau les soutient du bas en remplissant le reste du réservoir. Le gaz étant plus léger se dispose au-dessus de l'huile. S'il y a moins de gaz que de pétrole, il s'accumule

en haut du piège et porte le nom de chapeau de gaz (gas-cap). Dans les cas où la quantité de pétrole dans le piège est beaucoup inférieure à celle du gaz une telle accumulation de pétrole porte le nom de gisement à l'anneau d'huile.

Voyons la répartition du gaz, de l'huile et de l'eau au sein d'un gisement en couche anticlinale (fig. 44).

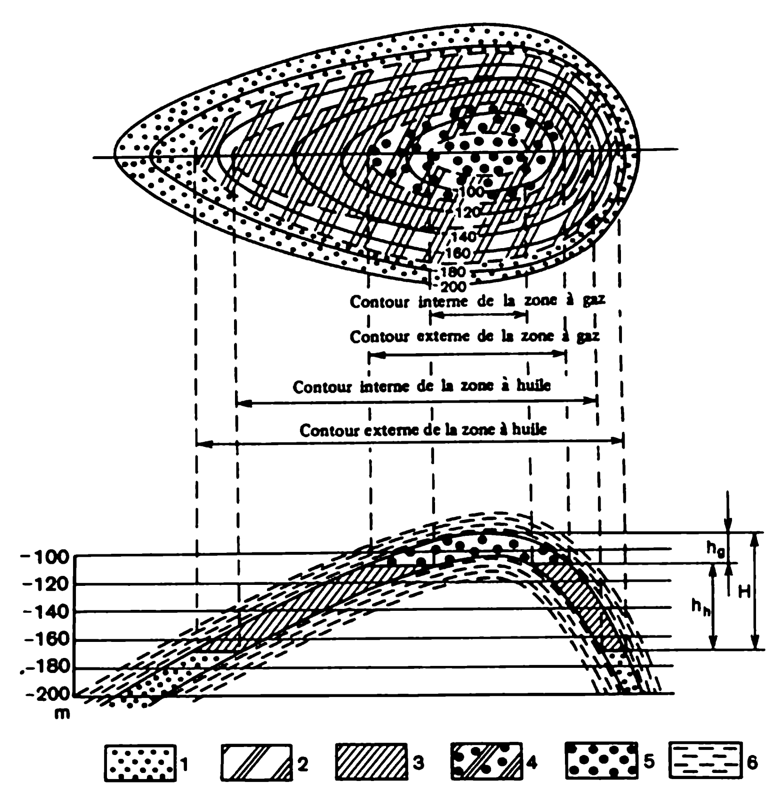


Fig. 44. Schéma d'un gisement en couche anticlinale

Parties de la couche : *1*, aquifère ; *2*, à eau-huile ; *3*, à huile ; *4*, à gaz-huile ; *5*, à gaz ; *6*, terrains étanches

La frontière entre l'huile et l'eau est appelée contact eau-huile, entre le gaz et l'eau dans les gisements à gaz, contact gaz-eau, et entre le gaz et l'huile en cas de chapeau de gaz (gas-cap) ou d'anneau à l'huile, contact gaz-huile. Dans les gisements en couches anticlinales la surface de contact de l'huile ou du gaz avec l'eau a la forme d'un anneau dont la largeur est fonction de l'épaisseur de la couche d'huile et de ses angles de pente.

La ligne d'intersection de la surface de contact (d'interface) eau-huile avec le toit de la couche productive est dénommée contour externe de la zone d'huile, tandis qu'avec le toit, contour interne de la zone d'huile (voir fig. 44). Dans les gisements à gaz on a respectivement un contour externe de la zone de gaz et un contour interne de la zone de gaz. Pour les gisements en amas les contours internes des zones d'huile ou de gaz manquent, vu que l'eau occupe toute la place au-dessous du gisement.

La distance séparant le point culminant du toit de la couche productive du contact eau-huile ou gaz-eau est la hauteur du gisement (H), du contact gaz-huile, la hauteur de gas-cap (h_g) ; la distance entre les contacts gaz-huile et eau-huile est la hauteur de la zone d'huile du gisement (h_h).

Le gisement est habituellement présenté sur des cartes structurales suivant le toit et le mur de la couche productive ainsi que sur des profils (coupes). Sur les cartes structurales les limites des gisements sont données par la position des contours externes et internes des zones de pétrole et de gaz.

§ 9. Types de gisements de pétrole et de gaz

L'étude des lois de répartition de différents types de gisements permet de choisir correctement la méthode de prospections détaillées dans les nouvelles régions à architecture géologique semblable à celles déjà étudiées. Le

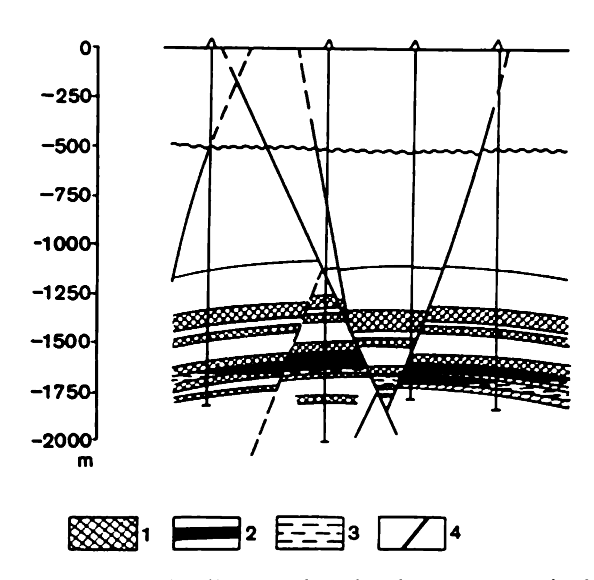


Fig. 45. Gisement tabulaire à barrière tectonique dans le secteur ouest du champ de Kotour-Tépé (d'après M. Achirmamedov)

1, terrains étanches ; *2*, huile ; *3*, eau ; *4*, accidents par rupture

choix correct de la méthode permet de procéder à la prospection des gisements et à leur mise en exploitation à moindre frais et dans des délais plus courts.

Dans les diverses classifications des gisements on tient compte du type de réservoirs naturels et des pièges ainsi que des conditions de répartition de l'huile, du gaz et de l'eau dans les gisements et d'autres facteurs.

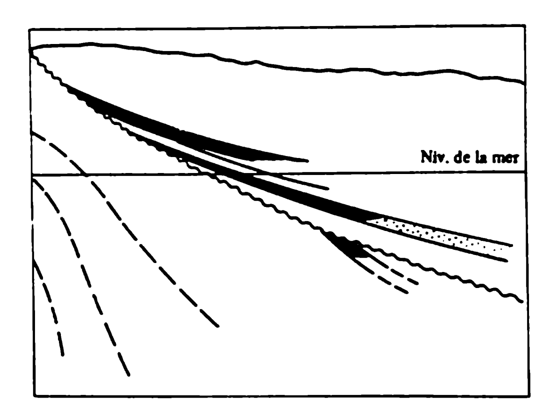


Fig. 46. Gisement par barrière stratigraphique du champ de Midway (Californie, U.S.A.) ; les réservoirs sont tabulaires, la barrière passant au-dessus et au-dessous de la discordance stratigraphique (d'après A. Lavorsen)

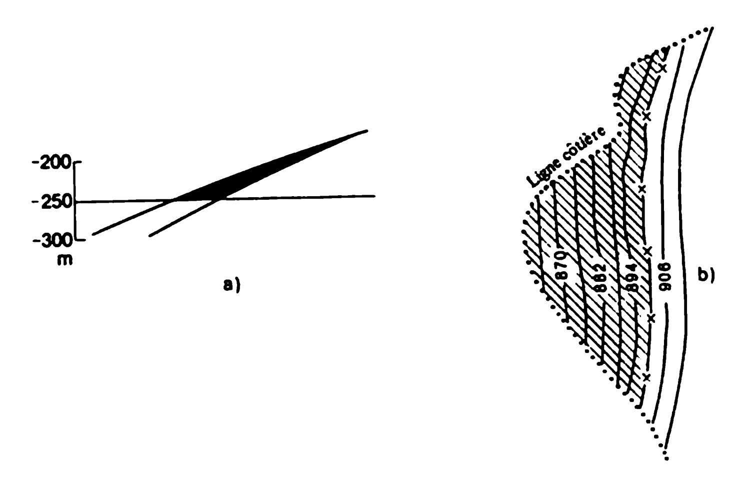


Fig. 47. Gisement à barrière lithologique

a, gisement gazéifère et pétrolifère à terminaison périclinale d'un soulèvement local (d'après I. Brod, E. Frolov) ; *b*, gisement pétrolier d'Armstrong (Texas, U.S.A.) au sein d'une couche monoclinale finissant en biseau, le biseau ayant une configuration irrégulière (d'après A. Lavorsen)

Généralement on distingue trois groupes principaux de gisements :

1) tabulaires (en couche) qui se divisent en gisements en couches anticlinales et en gisements tabulaires à barrière ;

2) en amas ;

3) par changement de faciès, lithologiquement limités de tous les côtés.

Le schéma de gisement en couche anticlinale est donné à la figure 44.

Parmi les gisements tabulaires à barrière on distingue les gisements à barrière tectonique (fig. 45), à barrière stratigraphique (fig. 46) et à barrière lithologique (fig. 47). La mise en place des gisements à barrière tec-

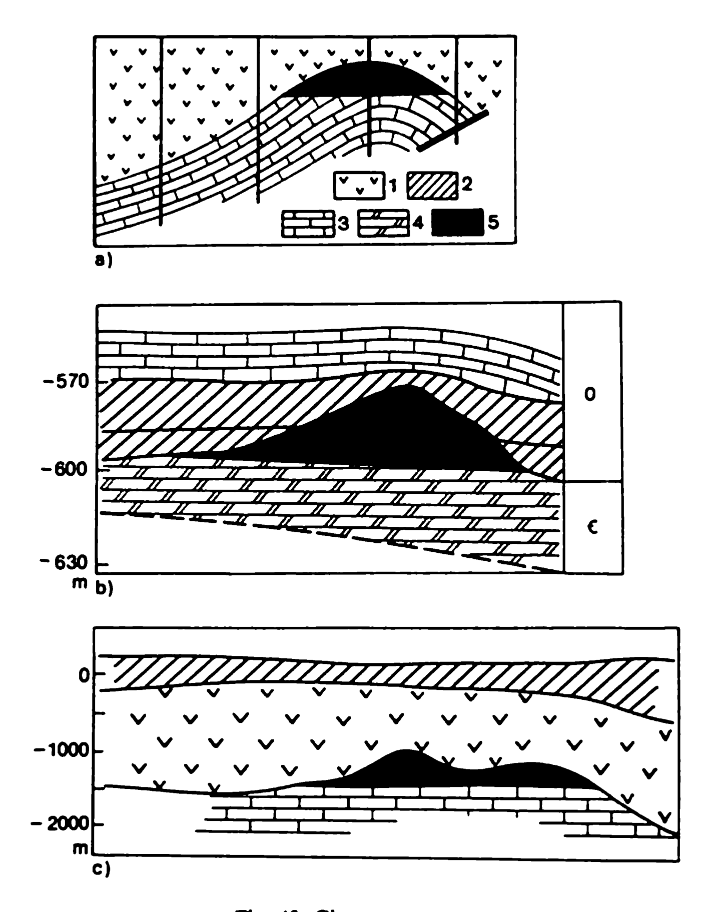


Fig. 48. Gisements en amas

a, dans un piège structural ; *b*, dans le mont tabulaire du champ de Danemark ; *c*, dans les calcaires récifaux du champ de Kantchourinsk . *1*, sel ; *2*, argile ; *3*, calcaire ; *4*, anhydrite ; *5*, gisement

tonique, stratigraphique et lithologique peut être en rapport avec les pièges associés aux soulèvements locaux et aux plis monoclinaux.

Les gisements en amas se subdivisent en gisements des brachyanticlinaux, des saillants d'érosion et des massifs récifaux (fig. 48).

Les gisements de pétrole et de gaz par changement de faciès lithologiquement limités de tous les côtés sont en rapport avec les lentilles sableuses ainsi qu'avec diverses formations sableuses de forme irrégulière encaissées dans des roches peu perméables : gisements de barres (voir fig. 41), de lits fluviaux, de deltas (fig. 49).

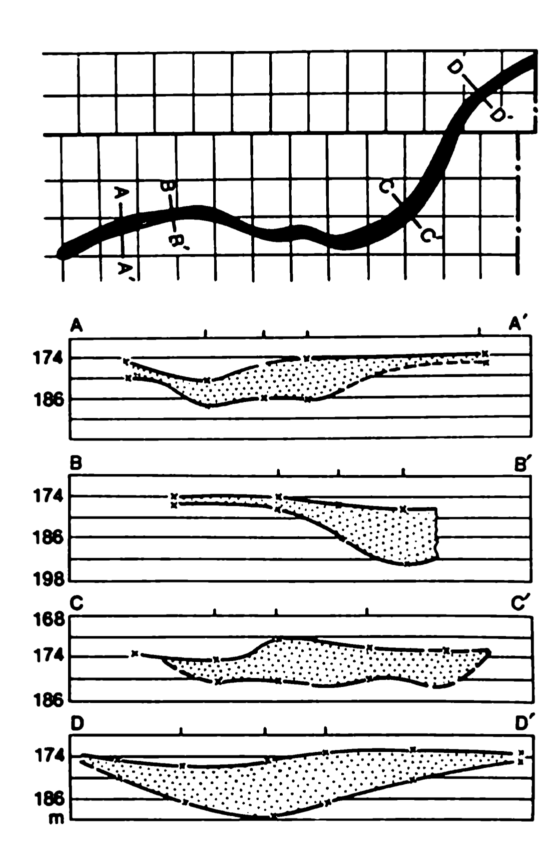


Fig. 49. Carte et coupes d'un gisement par changement de faciès limité de tous les côtés. Bassin de Bush-City (Kansas , U.S.A.) ; le gisement occupe les dépôts sableux ayant comblé le chenal

§ 10. Migration, accumulation de pétrole et de gaz et épuisement de leurs gisements

On appelle migration de pétrole et de gaz les différentes formes de mouvement de ces fuides au sein des assises de roches.

La confirmation des migrations de pétrole et de gaz nous est fournie par de multiples indices de pétrole et de gaz révélés par les coupes de terrains sédimentaires, observés dans les fissures affectant les roches ou se manifestant superficiellement.

On distingue les migrations primaire et secondaire. La migration primaire est le déplacement des fluides à partir des assises, où les hydrocarbures se sont formés, vers la roche-magasin. Le déplacement du pétrole et du gaz dans la roche-magasin, d'une couche à l'autre suivant diverses canalicules est dénommé migration secondaire. L'accumulation du pétrole et du gaz dans les pièges et la formation des gisements sont essentiellement en rapport avec la migration secondaire.

La migration des fluides suivant les couches-magasins est due à l'inclinaison de ces dernières et à l'existence d'une différence de pression. D'après les données fournies par A. Kozlov la pente de 1 à 2 m par 1 km est suffisante pour déclencher le déplacement du pétrole et du gaz.

D'après la classification des phénomènes de migration établie par I. Brod (1951), la migration secondaire peut être latérale suivant la couche-magasin et verticale suivant les canalicules naturels traversant l'assise de roches. Par suite les voies empreintes par la migration sont les pores, les capillaires, les fissures et les accidents de rupture affectant la couverture sédimentaire. L'ampleur des migrations est également très variée. La migration régionale est sous le contrôle des particularités de l'architecture tectonique de zones de genèse et de mise en place du pétrole et du gaz. La migration locale est régie par les différents types de pièges. La migration des fuides en état dissous dans les eaux de formation est dite moléculaire. La migration en phases liquide et gazeuse ainsi que de solution gaz-huile dè retour est dite de phases.

On admet que d'abord le pétrole et le gaz migrent transportés par les eaux de formation en état dissous. En cours de migration il se constitue, à ce qu'il paraît, des phases liquide et gazeuse déjà à grande distance des pièges. Selon V. Savtchenko la migration ultérieure de pétrole et de gaz et leur accumulation au sein des pièges s'effectuent par migration en filets dans les parties supérieures des roches perméables. La vitesse des migrations en filets est fonction des propriétés de roches-magasins, des caractéristiques physiques du pétrole, du gaz et de l'eau, de l'angle d'élévation des couches, etc. D'après les données de V. Savtchenko elle peut atteindre 50 km en mille années.

Quelquefois les gisements de pétrole peuvent être mis en place au cours d'une migration primaire. Probablement c'est ainsi que se forment certains gisements par changement de faciès fermé de tous les côtés.

Divers phénomènes se déroulant au sein de l'écorce terrestre et à sa surface peuvent aboutir à l'épuisement physique, chimique et biologique des gisements de pétrole et de gaz.

L'épuisement physique s'effectue sous l'effet de phénomènes tectoniques affectant le sous-sol. L'épuisement chimique du gisement de pétrole concerne la perte par le pétrole des composants légers et sa transformation consécutive en bitumes solides. L'épuisement biochimique est dû à l'action des bactéries décomposant les hydrocarbures qui aboutit à la disparition des gisements de pétrole et de gaz.

Les indices d'épuisement de gisements de pétrole et de gaz peuvent être décelés au sein de la Terre et à sa surface. En témoignent les lacs d'asphalte (presqu'île d'Apchéron et autres régions), les accumulations de soufre, les gîtes de bitumes (Alaska, U.S.A.), etc. En outre l'épuisement des gisements de gaz se manifeste par l'activité de volcans de boues.

CHAPITRE III

Provinces pétrolifères et gazéifères

§ 1. Notion de provinces, régions et sous-régions pétrolifères et gazéifères

Parmi les facteurs géologiques participant au développement dans l'écorce terrestre de phénomènes provoquant la genèse et l'accumulation de pétrole et de gaz le rôle primordial appartient à la tectonique et à la paléotectonique, aux situations paléogéographiques et de faciès d'accumulation de dépôts, aux conditions thermodynamiques d'évolution du territoire, aux propriétés physiques des roches, à l'hydrogéologie et à la paléohydrogéologie.

Par suite en délimitant et en classant les grandes aires pétrolifères et gazéifères, on est obligé de tenir compte de la totalité de facteurs géologiques en attachant une importance particulière à l'historique du développement tectonique du territoire étudié.

Actuellement en classant les grandes aires pétrolifères et gazéifères, on dégage en guise d'unités fondamentales les provinces, les régions et les sous-régions pétrolifères et gazéifères.

PROVINCE PÉTROLIFÈRE ET GAZÉIFÈRE. C'est une aire isolée, de vastes dimensions et de comblement sédimentaire puissant se rattachant à une unité tectonique d'ordre extra ou très grand (table, synéclise, antéclise, aulacogène, flexure bordière, etc.) ou à leur groupement présentant des

traits communs d'architecture géologique et d'évolution, une même gamme de possibilités stratigraphique en pétrole et en gaz, des conditions géochimiques, de litho-faciès et hydrogéologiques déterminées, ainsi que des possibilités de génération et d'accumulation d'hydrocarbures. Une province pétrolifère ou gazéifère est généralement limitée par une zone de terres stériles ou quelquefois est séparée de la province voisine par de grandes failles ou une zone de brusque variation de l'âge de la couverture sédimentaire.

Pour des aires analogues où les champs de pétrole et de gaz n'ont pas encore été découverts mais présentent de grandes perspectives de leur présence (l'estimation des possibilités pétrolières est grande), il convient d'utiliser le terme de « provinces pétrolifère ou gazéifère éventuelle ».

Une RÉGION PÉTROLIFÈRE OU GAZÉIFÈRE peut constituer une partie de province pétrolifère ou présenter une unité isolée. En règle générale, elle se rattache à de grands éléments tectoniques (flexure bordière, voûte, gradin, grand bombement, dépression, zone de soulèvements ou de flexures, etc.) à architecture tectonique semblable et une histoire d'évolution identique, une distribution régionale de complexes pétrolifères et gazéifères principaux pourvue d'estimations de possibilités pétrolières et de réserves prospectées de pétrole et de gaz.

Pour des aires analogues démunies de réserves prospectées mais possédant une estimation des possibilités pétrolières ou gazières avec espérance de découvertes de champs il convient d'adopter le terme de « région pétrolifère ou gazéifère éventuelle ».

Les régions pétrolifère ou gazéifère indépendantes sont limitées par des terres stériles ou de faibles possibilités pétrolières.

SOUS-RÉGION PÉTROLIFÈRE OU GAZÉIFÈRE. C'est une partie de la région pétrolifère et gazéifère. Cette aire se rattache en général à un ou plusieurs éléments tectoniques d'ordre moyen (saillie, bombement, soulèvement en dôme, dépression) ou à leurs parties se caractérisant par l'extension d'horizons productifs de même appartenance, des profondeurs de gisement proches, des types de champs de pétrole ou de gaz semblables et d'états de phase d'hydrocarbures identiques au sein des gisements. Quelquefois il est possible de dégager une sous-région indépendante (séparément de la région) si les arguments à l'appui sont suffisamment concluants.

On fournit plus bas la division en régions pétrolifères géologiques du territoire de l'Union Soviétique.

Provinces pétrolifères et gazéifères : de l'Oural-Volga, de Timan-Petchora, de Dniepr-Pripiat', de Caucase Nord-Mangychlak, de Transcaucasie, Précaspienne, d'Amou-Daria, de la Sibérie occidentale, d'Okhotsk-Kamtchatka.

Provinces gazéifères et pétrolifères : de Lena-Vilioui, etc.

En outre on dégage la province pétrolifère et gazéifère de Lena-Toungouska et gazéifère d'Indighirka-Tchoukhotsk.

Les régions pétrolifères et gazéifères indépendantes sont : les régions Baltique, des Carpates, des Kalmouks, de Sourkhan-Vakhch, de Fergana ; la région gazéifère et pétrolifère indépendante d'Ousturt-Nord ; les régions gazéifères indépendantes de Mio-Tourkménie, de Tchou-Sarysouï.

§ 2. Principales provinces pétrolifères de l'U.R.S.S.

Province de l'Oural-Volga

La province de l'Oural-Volga s'étend sur un vaste territoire entre la Volga et l'Oural et englobe les régions gazéifères et pétrolifères de Tatarie, de Kama supérieure, de Perm-Bachkirie, de Melekess, de l'Avant-Oural méridional, de la Volga moyenne, de la Volga inférieure et gazéifère et pétrolifère d'Oufa-Orenbourg. On y a découvert plusieurs champs pétrolifères fournissant l'accroissement essentiel de la production de pétrole durant les années 1950—1970. Ces dernières années un important accroissement de la base de matière première en gaz industriel a été obtenu aux dépens de la découverte du champ à condensat d'Orenbourg.

Les premiers apports commerciaux de pétrole de la province considérée datent de 1929 et ont été obtenus à partir du Permien dans le champ de Tchoussovskié Gorodki situé dans l'Avant-fosse ouralienne. Les années suivantes des gisements industriels ont été découverts dans les dépôts du carbonifère moyen et inférieur. En 1944 on a établi les possibilités commerciales en pétrole des dépôts dévoniens aux champs Yablonovy Ovrag (district de Kouïbychev) et Touïmas (Bachkirie).

TRAITS ESSENTIELS DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. La province de l'Oural-Volga s'étend sur le versant oriental de l'ancienne plate-forme de l'Europe de l'est. L'âge du socle est archéen et, par endroits, du protérosoïque inférieur.

La surface du socle présente un relief complexe très entaillé formé de dépressions enfouillies et de saillies. La structure de la surface du socle est en montagnes blocs. Les dépressions enfouillies les plus profondes sont comblées de dépôts essentiellement terrigènes du bavlien dont l'âge s'étend du protérosoïque supérieur (Riphéen) au Dévonien inférieur inclus. Plus haut se disposent les roches du Dévonien moyen et supérieur, du Garbonifère, du Permien, du Mésosoïque et du Cénosoïque.

Les formations du Dévonien moyen ainsi que des bas du Frasnien et du Dévonien supérieur sont partout des dépôts terrigènes avec des intercalations de roches carbonatées, quant à la majeure partie du Dévonien supérieur, elle a une composition carbonatée. Les assises terrigènes du Dévonien sont composées de dépôts d'origine maritime et laguno-lacustre.

Dans les dépôts carbonifères on dégage les trois sous-systèmes : le Carbonifère inférieur, moyen et supérieur. Ils sont essentiellement formés de roches carbonatées. L'épaisseur des dépôts terrigènes de la partie inférieure du Viséen varie fortement de 50 à 450 m. Le Permien inférieur est principalement représenté par des roches carbonatées. Au bas du Permien inférieur s'étendent des roches halogènes et sulfatées : gypses, anhydrites, sel gemme. Leur épaisseur varie de quelques dizaines de 500 à 600 m, l'épaisseur maximale étant atteinte dans l'Avant-fosse ouralienne. Les roches du Permien supérieur se présentent en assises épaisses de dépôts continentaux de couleur rouge. Les dépôts mésosoïques et cénosoïques sont le plus étendus dans la région de la basse Volga. Les roches jurassiques et du Crétacé inférieur sont essentiellement composées d'argiles avec des intercalations de grès et d'aleurolites. Au Crétacé supérieur sont répandus les calcaires et les marnes.

La province de l'Oural-Volga comprend deux éléments tectoniques de structure différente : l'Avant-fosse ouralienne et la partie orientale de la plate-forme Russe. Dans l'Avant-fosse ouralienne on distingue du nord au sud les dépressions de Solikamsk et d'Iouriousan-Sylva (Préoural moyen), ensuite, plus au sud les dépressions de Belskaïa, de Meleouz et d'Orenbourg (Préoural méridional). L'architecture tectonique de l'Avant-fosse ouralienne se caractérise par le développement de lignes de dislocations nettes de direction subméridionale d'où une distribution conséquente respective de faciès de la couverture sédimentaire ainsi que des profondeurs d'enfoncement du fond.

Sur le vaste territoire de la partie orientale de la plate-forme Russe se disposent des grands éléments tectoniques : l'antéclise Oural-Volga, la fosse Riazan-Saratov et le versant oriental de l'antéclise de Voronej. Chacun de ces éléments tectoniques inclut les grands bombements ainsi que les cuvettes et les fosses qui les séparent.

Sur le territoire de l'antéclise Oural-Volga on dégage dans sa partie ouest les voûtes de Tokmovo et de Kotelnikovo. Au centre de l'antéclise on trouve le grand môle de Tatarie qu'accidentent plusieurs hauteurs. Il est séparé des voûtes de Tokmovo et de Kotelnikovo par la flexure linéaire de Kazan-Kirov. A l'est de l'antéclise Oural-Volga se dispose l'énorme môle de Perm-Bachkirie séparé de celui de Tatarie par la dépression de la Kama supérieure et de l'ensellement de Birsk. Le flanc oriental du môle de Perm-Bachkirie plonge dans l'Avant-fosse ouralienne. Au sud de l'antéclise se dégage la structure de la dorsale de Jigouli-Orenbourg allongé en latitude. Au nord elle est limitée par les dépressions de Stavropol, de Mélékess, de Sernovodsk-Abdoulino qui la séparent des môles de Tokmovo et de Tatarie, tandis qu'au sud elle confine à la dépression de Bousoulouk et à la synéclise Précaspienne. Dans la partie nord de l'antéclise Oural-Volga on

trouve une série de grandes structures positives dont les voûtes de Sysola et de Kama.

L'antéclise Oural-Volga est séparée d'une autre structure régionale positive, l'antéclise de Voronej par la profonde flexure de Riazan-Saratov engendrée anciennement. La partie sud-est-du flanc oriental de l'antéclise de Voronej est habituellement dénommée monoclinal volgien.

Une particularité importante de la province de l'Oural-Volga est une large extension de dislocations linéaires héritées correspondant aux fractures du socle. Aux zones des dislocations linéaires se rattache le développement de dorsales très allongées à pentes faibles, relativement étroites et dont la structure est asymétrique, ou des gradins structuraux (des flexures). Ces dorsales sont à leur tour affectées de structures locales positives, de dômes, d'anticlinaux, de brachyanticlinaux. La seconde particularité de l'architecture de la province de l'Oural-Volga est l'existence d'un système interformationnel de flexures de Kama-Kinel. Ces dernières se sont formées au Dévonien supérieur et au Tournaisien comme des dépressions profondes sur les marges desquelles se sont développés les édifices récifaux tournaisiens et famenniens. Au Viséen inférieur ces dépressions ont été nivelées par un comblement puissant avec des assises terrigènes.

POSSIBILITÉS EN PÉTROLE ET EN GAZ. Les gisements commerciaux de pétrole et de gaz se rattachent aux dépôts dévoniens, carbonifères et permiens. Les horizons productifs principaux sont les dépôts terrigènes du Dévonien et du Carbonifère inférieur, ils sont suivis par les horizons terrigènes carbonatés des dépôts du Carbonifère moyen et du Permien inférieur. Des séries d'accumulations de pétrole et de gaz de vapeur commerciale ont été décelées dans les roches carbonatées du Dévonien et du Carbonifère inférieur.

Dans les dépôts terrigènes du Dévonien ont été dégagés six horizons commerciaux pétrolifères et gazéifères constitués de grès, d'aleurolites séparés par des paquets d'argiles et d'argilites. Ce sont les objets principaux d'exploitation en Tatarie, Bachkirie, les districts de Kouïbychev et d'Orenbourg. Au complexe terrigène productif des dépôts du Carbonifère inférieur se rapportent les formations sablo-argileuses du bas du Viséen (les horizons sus-jacents malinovien et yasnopolianien). Cette assise est d'une extension régionale dans la province de l'Oural-Volga. Son épaisseur est la plus grande dans le système de flexures de Kama-Kinel (jusqu'à 300—400 m). Dans les dépôts terrigènes carbonifères on a dégagé plusieurs horizons productifs. Dans nombre de régions les dépôts carbonatés namuriens et bachkiriens possèdent une importance commerciale.

Le groupe productif du Carbonifère supérieur et du Permien inférieur est pétrolifère et gazéifère principalement dans les parties sud-est et est de la province de l'Oural-Volga. Jusqu'à ces derniers temps les possibilités en

pétrole et en gaz étaient essentiellement rattachées aux massifs récifaux d'âge sakmaro-artinski très développés dans l'Avant-fosse ouralienne. Après la découverte du champ à condensat d'Orenbourg l'importance de cet ensemble a augmenté dans la partie cratonique de la province de l'Oural-Volga.

LES CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ sont relatifs principalement aux structures locales. Les structures locales se groupent habituellement en bombements ou en soulèvements similaires. Dans les régions appartenant à la plate-forme se développent de préférence des structures à faible pente dont l'angle d'inclinaison des roches varie de quelques minutes à 5°. Des pentes plus accentuées des flancs sont caractéristiques pour les structures encapuchonnées de biohermes famenniens et tournaisiens se disposant sur les marges du système de flexures de Kama-Kinel et les structures s'alignant suivant les flexures d'origine tectonique. Dans l'Avant-fosse ouralienne les champs se rattachent aux massifs récifaux groupés en paquets ou s'étirant en chaînes (récifs-barrières). En outre les champs de pétrole se rattachent aux plis allongés à pentes abruptes.

La partie majeure des gisements de pétrole et de gaz est du type en couches anticlinales. On rencontre également des gisements en amas. Les premiers sont en général propres à la partie terrigène de la coupe productive, les seconds à la partie carbonatée. Les variations lithologiques dans les roches-magasins expliquent l'existence de gisements du type lithostructural, mais on rencontre de même des gisements par barrière tectonique.

Le champ de pétrole de Romachkino (fig. 50) a été découvert en 1948. Il appartient à une grande structure en dôme à pente faible située sur l'élévation méridionale du môle de Tatarie. A l'ouest cette structure est séparée par une flexure étroite et abrupte d'extension méridionale du bombement d'Aktach-Novoelkhovsk au sein duquel se trouve le champ de pétrole d'Aktach-Novoelkhovsk.

Le gisement de pétrole principal de Romachkino se rattache à l'horizon D_I du Pachien à 1700 m de profondeur. L'horizon D_I représenté par une alternance de grès, d'aleurolites et d'argilites est d'une architecture complexe. Sur de faibles distances certaines couches finissent en biseau ou s'accroissent fortement en épaisseur pour constituer un horizon unique. On distingue en tout dans la coupe de l'horizon D_I cinq couches imprégnées de pétrole (a, b, c, d, e). L'épaisseur totale des magasins de l'horizon D_I est de 30 à 50 m. La porosité des grès est de 15 à 26 %, la perméabilité de $(4 \div 200) \cdot 10^{-14} m^2$. Le débit de pétrole dans la période initiale de l'exploitation a atteint 100 t/j et plus. Non continuellement mais seulement sur certains secteurs au-dessus de l'horizon D_I se dispose la couche pétrolière D_0 de l'horizon Kynovien (Frasnien) constitué de grès et d'aleurolites. Au-dessous de l'horizon D_I se trouvent les horizons pétroliers D_{II} et

D_{III} (Hostinien). Ils sont également constitués de roches grès-aleurolites que remplacent différentes roches étanches. Encore plus profondément se dispose la couche D_{IV} de l'horizon vorobyévien (Hostinien). Les horizons pétroliers D_{II}, D_{III} et D_{IV} sont très peu étendus et leurs réserves en pétrole sont faibles.

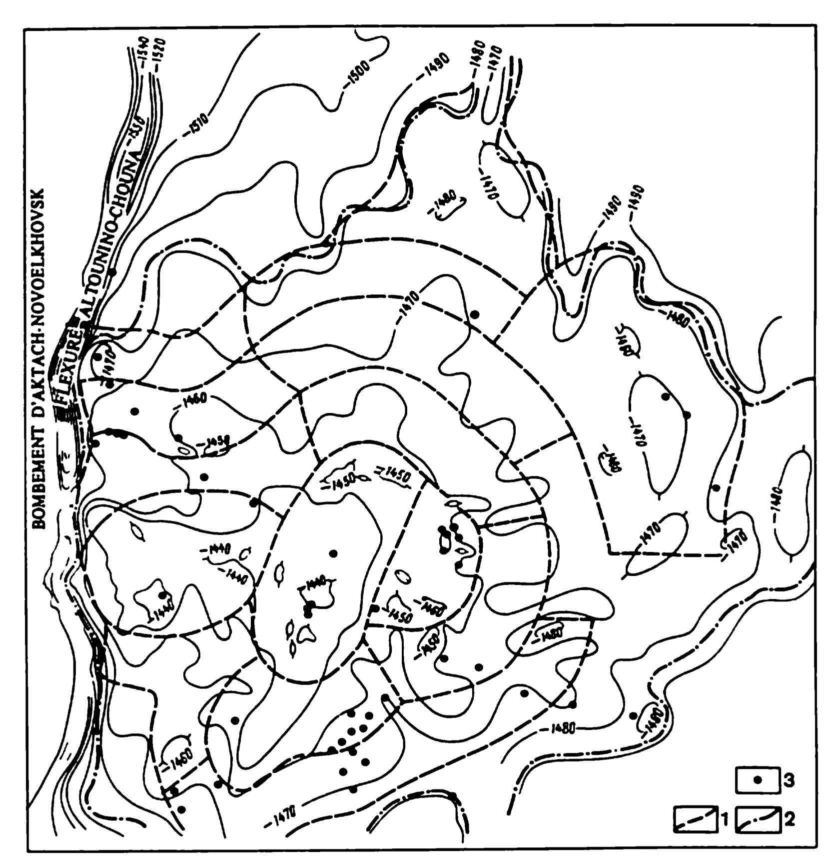


Fig. 50. Carte structurale suivant le toit de l'horizon pachiien du champ Romachkino (d'après P. Langouev, 1964 ; A. Kletchev, B. Temkine, 1962)

1, frontière des aires ; *2*, contour pétrolifère ; *3*, puits

Le champ de Romachkino a permis d'établir les possibilités pétrolifères des magasins carbonatés du Famennien et du Tournaisien, des grès et des aleurolites de l'horizon sus-jacent yasnopolianien et des calcaires des horizons bachkirien et vereïen. Nombre de ces gisements sont déjà mis en exploitation.

Le champ pétrolier de Touïmazy (fig. 51) se trouve sur le flanc méridional du mont d'Almetievsk du môle de Tatarie ; il se rattache à la partie orientale du bombement de Touïmazy et englobe deux soulèvements, ceux de Touïmazy et d'Alexandrovsk. Le soulèvement de Touïmazy est un grand anticlinal asymétrique à pente faible dont le flanc sud-est est plus raide, tandis que ceux du nord et du nord-ouest le sont moins. Les horizons

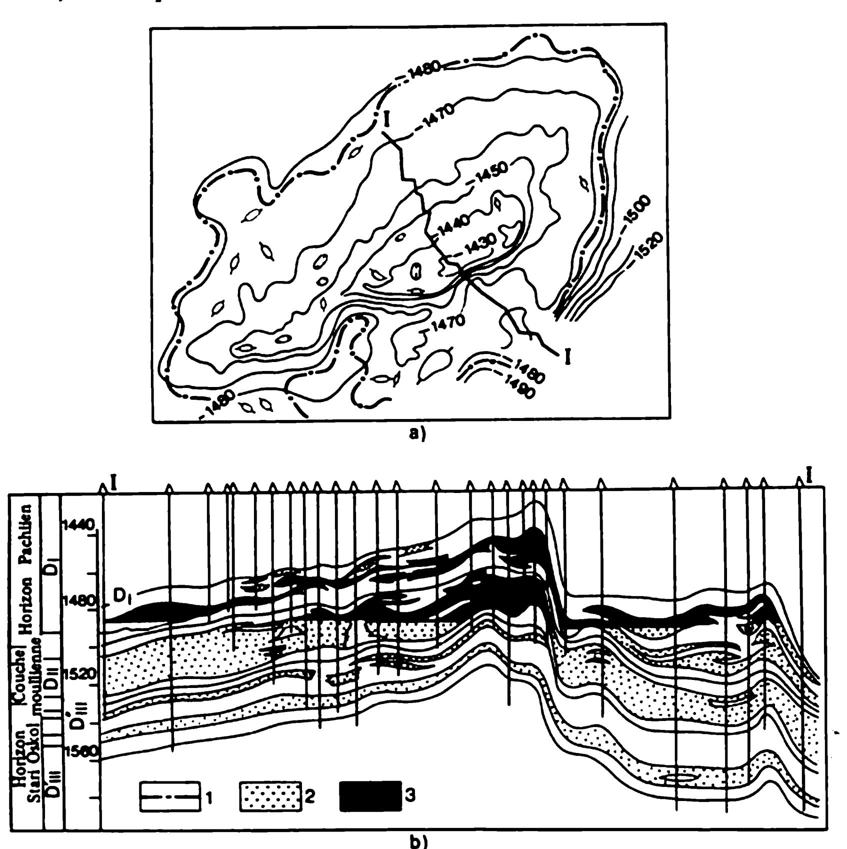


Fig. 51. Champ de Touïmazy

a, carte structurale suivant le toit de l'horizon D_I ; *b*, profil géologique.
1, contour pétrolifère ; *2*, grès ; *3*, pétrole

commerciaux principaux sont les couches D_{II} et D_I du Dévonien. En outre sont établis des gisements de pétrole dans les grès des couches D_{III} et D_{IV} des horizons stariosckolien et vorobyévien. L'épaisseur des horizons productifs atteint de 2 à 30 m. Les gisements de pétrole ont également été découverts dans les dépôts Famenniens et Tournaisiens et les sédiments terrigènes du Carbonifère inférieur.

Le champ de gaz d'Orenbourg (fig. 52) se rapporte tectoniquement au bombement d'Orenbourg affectant la partie nord de la saillie Sol-Iletzk. Le bombement d'Orenbourg s'étend en latitude sur 130 km et à une largeur de 20 km, son amplitude dépasse 600 m. Sont gazéifères les dépôts carbonatés

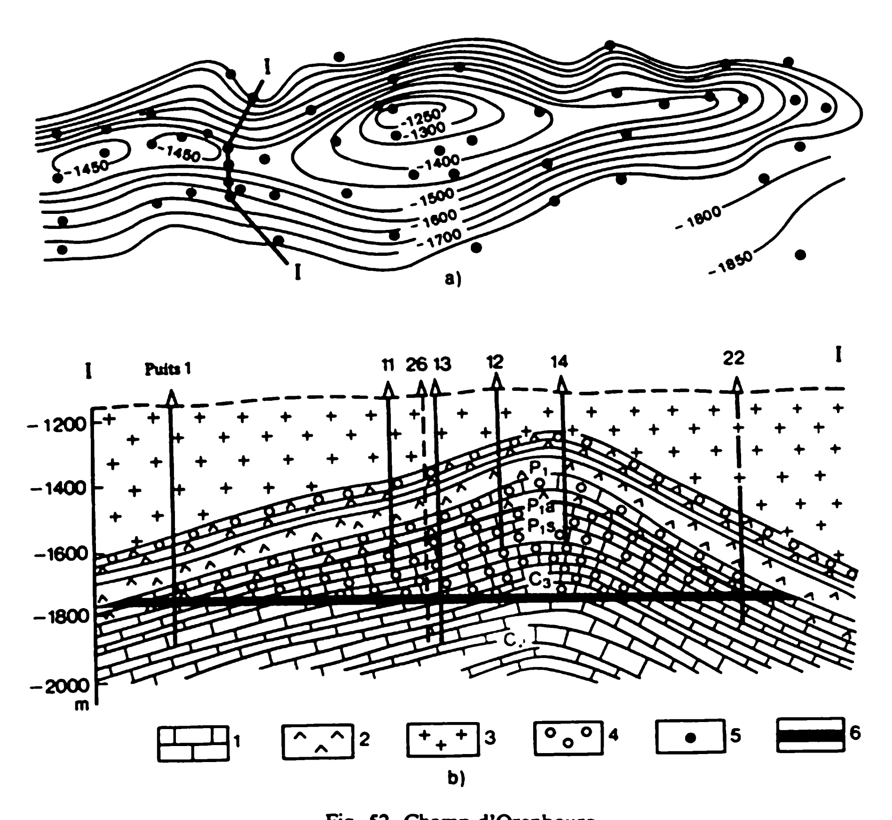


Fig. 52. Champ d'Orenbourg

a, carte structurale suivant le toit de l'assise productive de l'Artinien ; *b*, profil géologique. *1*, calcaire ; *2*, anhydrite ; *3*, sel gemme ; *4*, gaz ; *5*, puits ; *6*, pétrole

du Carbonifère moyen et inférieur ainsi que du Permien inférieur. Le gisement est d'un seul bloc du type en amas. La couverture des roches gazeuses est constituée de l'assise salifère du Koungourien d'épaisseur de quelques centaines à milliers de mètres. Pour les roches carbonatées des magasins il est caractéristique la répartition irrégulière de la fracturation et de la porosité. Le gaz est à grande teneur en condensat et en sulfure d'hydrogène.

Province pétrolifère et gazéifère de Timan-Petchora

La province de Timan-Petchora se trouve au nord de la partie européenne de l'U.R.S.S. sur le territoire de la R.S.S.A. des Komis et de la région d'Arkhangelsk. On y distingue les régions pétrolifères et gazéifères d'Ijma-Petchora, de Petchora-Kolva, de Khoreiver-Moreiousk et la région gazéifère du Préoural septentrional.

La première information sur la présence du pétrole dans la région se rapporte au XV s. En 1745 le marchand Fedor Priadounov y a construit pour la première fois au monde une usine primitive de raffinage du pétrole produisant quelques dizaines de tonnes d'huile. Pendant longtemps on ne connaissait dans cette province que les champs d'Oukhta et d'Omra aux gisements dévoniens de pétrole (Tchibiouskoé, Yarega, Sed-iolskoé). Vers la fin des années 50 on a découvert une série de champs de pétrole et de gaz dans le bassin de Petchora. En 1964 dans l'Avant-fosse ouralienne on a découvert le champ à condensat de Vouktyl. Les prospections de ces dernières années au nord de la province sur les bombements Kolva et d'Iouriakhino-Chapkina ont permis de découvrir une série de nouveaux champs de pétrole et de gaz (Oussinsk, Voseisk, etc.).

TRAITS PRINCIPAUX DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. La province de Timan-Petchora est limitée par la chaîne de Timan au sud-ouest et les montagnes de l'Oural polaire à l'est. L'âge de son socle est riphéen. Au-dessus se disposent les roches siluriennes, dévoniennes, carbonifères et permiennes. On distingue dans la province une série de grands éléments tectoniques essentiellement de direction nord-est.

La chaîne de Timan est un soulèvement en horst d'architecture en blocs se traduisant nettement dans le modelé. Sa longueur est de 900 km et sa largeur de 150 km. Elle est affectée de nombreuses fractures profondes se manifestant dans la couverture sédimentaire en bombements et flexures. Les bombements les mieux étudiés (d'Oukhta, d'Ijma-Omra et autres) se disposent au sud-est de la chaîne où il s'y rattache plusieurs champs de pétrole et de gaz de petites dimensions (d'Yarega, de Nijnéomra, de Voïvoj et autres).

Au nord-est de la chaîne de Timan se dispose la dépression cratonique étendue de la Petchora dont le socle gît à plus de 6000 m de profondeur. Les dépôts paléozoïques qui la remplissent s'enfoncent doucement vers le nord et l'est. Au sud-est de la dépression on a découvert les champs de pétrole de Tébouk d'Ouest et de Pachnia. Au nord-est la dépression de Petchora est réunie par de profondes fractures aux bourrelets tectoniques de la Petchora. Le trait essentiel de l'architecture de la dépression est la grande épaisseur des sédiments du Dévonien moyen et supérieur (plus de 3 km). Au sud-est des bourrelets dans les dépôts permiens et du Carbonifère

inférieur on n'a découvert jusqu'à aujourd'hui que de petits champs de pétrole et de gaz. Vers le nord-est des bourrelets de Petchora se situe la flexure de Dénissov qui à son tour se heurte au nord-est aux bourrelets tectoniques de la Kolva. A sa partie marginale au sud-est se rattache le champ de pétrole d'Oussinsk. Le long du versant occidental de l'Oural s'étend l'Avant-fosse ouralienne au sein de laquelle, au sud de l'aire étudiée, se situe la dépression de la Petchora supérieure où on a découvert le champ à condensat de Vouktyl. Les soulèvements engendrés y présentent des flancs à grand pendage et à l'ouest sont affectés d'accidents.

POSSIBILITÉS EN PÉTROLE ET EN GAZ. Les gisements de pétrole et de gaz ont été découverts sur un large intervalle stratigraphique des dépôts paléozoïques : siluriens, dévoniens, carbonifères et permiens. Les possibilités en pétrole et en gaz des dépôts carbonatés siluriens ont été établies ces derniers temps. Les possibilités en pétrole commerciales se rattachent aux dépôts terrigènes du Dévonien moyen et inférieur. Dans la coupe de l'Eifelien du Dévonien moyen on distingue deux couches productives (II et III) constituées pour l'essentiel de grès dont l'épaisseur diminue de l'ouest à l'est. A l'Hostinien correspond la couche I_c. Les couches I_a et I_b se dégagent dans les dépôts pachiïens. Ces derniers se caractérisent par d'importantes modifications de faciès, et, partant, les couches sableuses productives sont de nature compliquée. Les dépôts terrigènes productifs du Dévonien présentent des caractéristiques de réservoir très élevées : leur porosité est de 20 à 25 %, la perméabilité de plus de $(1 \div 3) \cdot 10^{13}$ m^2. C'est la raison de grands débits d'huile. La profondeur de ces dépôts s'accroît en direction de l'Avant-fosse ouralienne et varie de 150 à 200 m (champ d'Yarega) jusqu'à 3300 m (champ de Pachnia). Les faibles profondeurs des dépôts pétrolifères ont favorisé l'exploitation du champ de pétrole d'Yarega par puits et galeries.

La partie sus-jacente au Domanikien des dépôts du Dévonien supérieur, comme ceux du Carbonifère et du Permien inférieur, représentés par des roches carbonatées présente également des perspectives en pétrole. A ces dépôts se rattachent les champs de pétrole d'Oussinsk, de Tébouk d'Ouest, de Pachnia et autres, et de gaz de Vouktyl, de Kouria et autres. L'assise productive supérieure est constituée de dépôts terrigènes du Permien supérieur.

Les huiles des champs de la province de Timan-Petchora sont peu paraffiniques, essentiellement légères, les plus légères de 0,850 à 0,890 g/cm^3 se rattachent aux gisements famenniens des champs de Pachnia et quelques autres, tandis que les plus lourdes de 0,991 à 0,945 g/cm^3 aux gisements d'Yarega et de Voïvoj ainsi qu'aux gisements de dépôts permiens du champ d'Oussinsk. Les gaz sont des méthanes (pour 83 à 93 %). La teneur la plus forte en hydrocarbures lourds dans le gaz est observée dans le

champ à condensat de Vouktyl (jusqu'à 10 %). Le gaz de ce champ contient du condensat jusqu'à 882 cm³ par 1 m³.

LES CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ sont associés aux plis en dôme brachyanticlinaux. Certains de ces derniers sont affectés d'accidents. Seul le champ de Vouktyl se rattache à l'anticlinale linéaire de grande étendue. Les gisements de pétrole et de gaz sont en couche anticlinale, plus rarement en amas (champ de Vouktyl). Presque tous les champs sont à plusieurs couches productives, la plupart des gisements de pétrole et de gaz découverts correspondent aux dépôts dévoniens.

Le champ pétrolier d'Oussinsk (fig. 53) se trouve dans la partie sud-est du bombement de Kolva et se rattache au grand pli brachyanticlinal de direction nord-est. L'amplitude de la structure est d'environ 500 m. Le

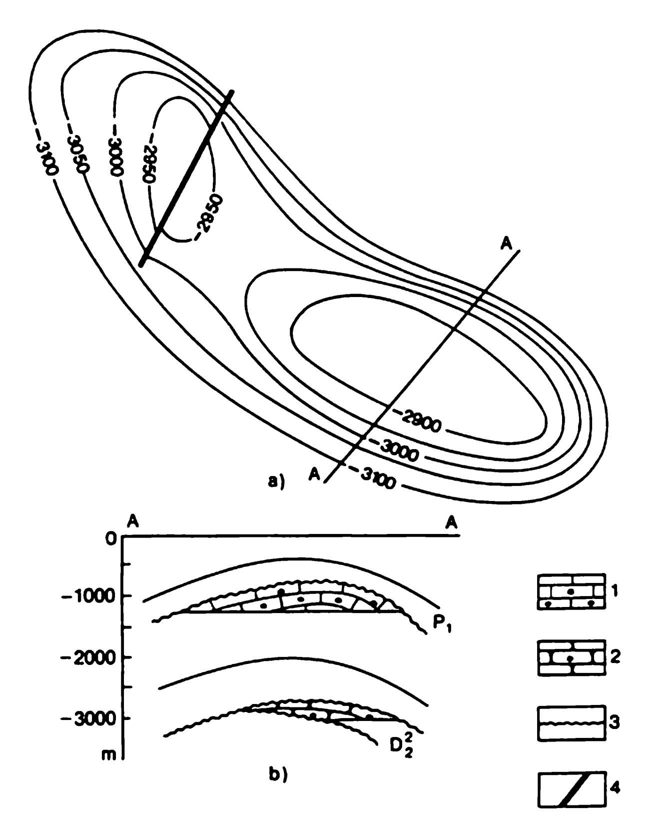


Fig. 53. Champ d'Oussinsk

a, carte structurale suivant le toit des grès du Dévonien moyen ; *b*, profil géologique (d'après les données fournies par le trust Voïvojgazrazvedka).

1, calcaire imprégné d'huile ; *2*, grès imprégné d'huile ; *3*, ligne d'érosion ; *4*, accident tectonique

flanc sud-ouest du pli est plus abrupt. Les gisements de pétrole ont été décelés dans les grès siluriens, dans la série givétienne (Hostinien) du Dévonien et dans l'assise carbonifère non différenciée des dépôts du Permien inférieur et du Carbonifère. Le gisement d'huile légère des grès givétiens présente la plus grande valeur commerciale. La couche productive est très hétérogène, parfois, dans la partie sud-ouest les grès finissent en biseau. Dans les dépôts carbonatés du Permien inférieur et du Carbonifère le gisement de pétrole est en amas, l'huile est lourde, visqueuse.

Le champ à condensat de Vouktyl est rattaché à une structure anticlinale disposée dans la dépression de la Petchora supérieure. Sa longueur est de 75 à 80 km, la largeur de 5 à 7 km, l'amplitude de 1400 m. Le pli est asymétrique, le flanc ouest est abrupt de 60 à 80°, tandis que celui de l'est est à pendage doux de 10 à 25°. Le gisement à condensat correspond aux dépôts du Permien inférieur et du Carbonifère moyen. Les magasins sont constitués par les calcaires poreux et fissurés que recouvre une assise de gypse-anhydrites koungourienne. La profondeur de la couverture de la couche productive est de 2200 à 3100 m. Le gisement est en amas. L'horizon pétrolifère atteint 1320 m. Le débit moyen de puits d'exploitation est d'environ 500 milliers de m^3/jour.

Province pétrolifère et gazéifère de Dniepr-Pripiat

La province de Dniepr-Pripiat comprend la région pétrolifère et gazéifère de Dniepr-Donetz et la région pétrolifère de Pripiat.

Dans la région de Dniepr-Donetz (R.S.S. d'Ukraine) on a commencé d'exploiter le pétrole en 1951, le gaz en 1956. Dans la région de Pripiat (R.S.S. de Biélorussie) la production de pétrole a débuté en 1964.

TRAITS PRINCIPAUX DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. Les sédiments du Paléozoïque, du Mésozoïque et du Cénozoïque participent à l'architecture de la couverture sédimentaire. La partie principale de la coupe est composée de dépôts permiens, carbonifères et dévoniens. La particularité de la coupe est la présence dans les dépôts dévoniens d'épaisses assises salifères. L'épaisseur de la couverture sédimentaire dans la dépression de Dniepr-Donetz atteint 10 km, et dans la fosse de Pripiat 5 km.

La région de Dniepr-Donetz occupe la dépression de Dniepr-Donetz située entre les massifs cristallins d'Ukraine et de Voronej. L'élément tectonique principal de la dépression est le Graben central. Il s'étend sur 800 km, large de 150 à 200 km. Des accidents transversaux divisent le Graben en plusieurs blocs qui s'ennoient en gradin en direction du sud-est. La particularité de la tectonique du Graben central est la grande extension de dômes de sel se rattachant aux assises salifères dévoniennes. Le Graben central est bordé de zones ayant subi de nombreux accidents dus à la subsidence intense du socle en direction de l'axe du Graben.

La région pétrolifère de Pripiat se dispose au sein de la fosse de Pripiat qui affecte le massif de Biélorussie du socle cristallin. Elle est longue de 300 km et large de 100 à 120 km. La fosse de Pripiat est affectée d'une série de dépressions et de saillies moindres parmi lesquelles on distingue plusieurs dizaines de soulèvements locaux. La particularité de la tectonique régionale est le développement poussé de structures en dômes de sel. La fosse de Pripiat est séparée de la dépression de Dniepr-Donetz par l'émergence du socle de Tchernigov.

LES POSSIBILITÉS EN PÉTROLE ET EN GAZ de la dépression de Dniepr-Donetz se rattachent aux dépôts dévoniens, carbonifères, permiens, triassiques et jurassiques. On distingue dans les roches du Carbonifère inférieur jusqu'à 15-20 horizons productifs aux épaisseurs variées de 1 à 20 m. Dans les dépôts du Carbonifère moyen on a également décelé un grand nombre de gisements de gaz et une quantité moindre de pétrole. Les dépôts du Permien inférieur et du Carbonifère supérieur constituent l'assise productive principale des régions orientales de l'Ukraine. Dans la partie nord-ouest de la dépression on a découvert pour l'essentiel des gisements de pétrole et dans celle du sud-est seulement de gaz. Les gaz sont des méthanes (pour 86-94 %) sans soufre. Les huiles sont pour la plupart légères, en règle générale peu sulfureuses (pas plus de 0,5 %) et peu paraffiniques. Leur densité dépasse rarement 0,850 g/cm^3.

Les possibilités commerciales en pétrole principales de la région de Pripiat sont liées aux horizons de Semilouki-Pétinsk et de Zadonsk-Eletz (Dévonien) constitués de roches carbonatées. Le premier horizon est subsalifère, le second se dispose entre les assises salifères du Dévonien. La densité de l'huile est de 0,840 à 0,877 g/cm^3, au sein des horizons principaux l'huile est peu sulfureuse (0,5 %).

LES CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ dans la région de Dniepr-Donetz se rattachent pour l'essentiel aux structures à dômes de sel ; ces champs présentent généralement un système compliqué d'accidents par rupture et de discordances angulaires d'âges variés et multiples. En règle générale, le nombre d'aires disjointes diminue avec la profondeur. Les champs associés aux brachyanticlinaux non affectés par la tectonique salifère sont très peu nombreux. Ce sont pour l'essentiel les grands soulèvements à pendage relativement faible (de Gnedintzevo, de Leliakov) situés dans la partie nord-ouest de la dépression. La plupart des gisements de pétrole et de gaz sont du type en couche anticlinale ou tabulaire à barrière structurale, stratigraphique et lithologique. Les gisements en amas sont également répandus.

Dans la région pétrolifère de Pripiat les champs de pétrole découverts (de Rétchitza, d'Ostachkovitchi, de Techkov, de Vichany, de Davydov) sont situés au sein d'une même zone tectonique, dans la partie septentrionale de la fosse de Pripiat, et se rattachent à la saillie

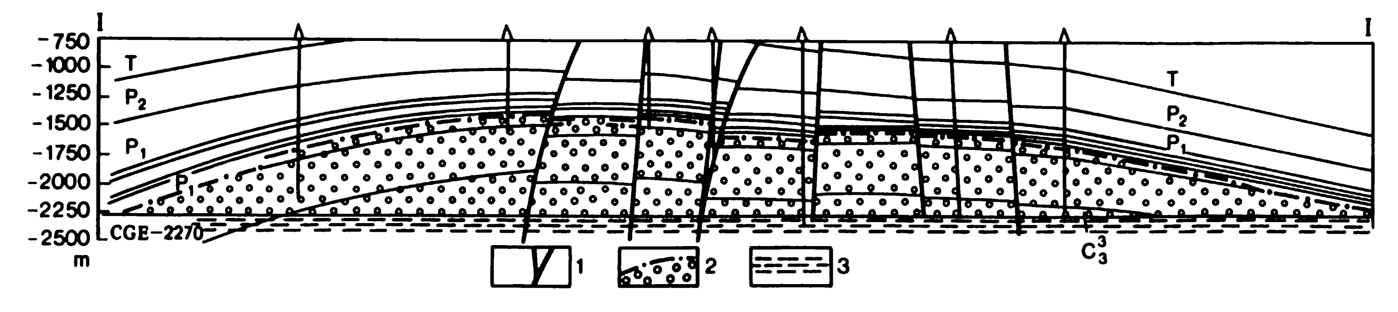


Fig. 54. Coupe géologique du gisement à travers l'horizon anhydrique du champ de Chebelinka

1, accidents ; *2*, gisement de gaz ; *3*, eau

d'Ostachkovitchi-Rétchitza du socle. Les gisements de pétrole sont tabulaires à barrière tectonique et stratigraphique.

Le champ à condensat de Chebelinka(fig. 54) est situé dans la partie sudest de la dépression de Dniepr-Donetz. Il se rattache à un grand pli de 40 km de longueur et de 15 km de largeur dont le flanc sud-ouest a un pendage plus accentué (jusqu'à 30°). Près de la voûte la structure est affectée de plusieurs accidents par rupture. Les gisements de gaz principaux ont été découverts dans les dépôts du Permien inférieur et du Carbonifère supérieur. Le plus grand gisement de gaz à barrière tectonique a été détecté dans le Trias. Au Permien inférieur et Carbonifère supérieur on a détecté 13 horizons saturés en gaz. Les réserves de gaz les plus importantes se trouvent dans l'horizon inférieur à anhydrites, la série des grès cuivreux (Permien inférieur) et la série Araucariaceae (Carbonifère supérieur). Toutes les couches gazéifères de l'horizon inférieur des anhydrites et des séries de grès cuivreux et d'Araucariaceae constituent le grand gisement unique en amas à contour gaz-eau commun d'une hauteur atteignant jusqu'à 1100 m.

Le champ pétrolifère et gazéifère de Katchanovka se rattache au pli en dôme de pendage faible dans le noyau duquel à la profondeur dépassant 4000 m on a découvert une colonne de sel. Le pli est divisé en une série de blocs. Les gisements de pétrole et de gaz sont en rapport avec les dépôts du Trias, du Permien et du Carbonifère. On compte en tout 25 horizons productifs groupés en quatre étages pétrolifères et gazéifères : celui du Trias-Permien inférieur, du Permien inférieur—Carbonifère supérieur, du Carbonifère moyen, du Carbonifère inférieur. Les gisements de pétrole et de gaz se disposent aux profondeurs de 1450 à 3500 m.

Province pétrolifère et gazéifère du Caucase du Nord-Mangychlak

Cette province se situe au sein de la presqu'île de Crimée, du Caucase du Nord et du promontoire de Mangychlak. Elle inclut les régions pétrolifère et gazéifère d'Indol-Kouban, d'avant-Caucase oriental, de Terek-Caspienne et du sud du Mangychlak et les régions gazéifères du littoral de la mer Noire et de la Crimée, d'Azov-Berezan, de l'Est de Kouban et de Stavropol.

Régions pétrolifères et gazéifères d'Indol-Kouban, et gazéifères d'Azov-Berezan et de l'Est de Kouban (territoire de Krasnodar)

Le Kouban est la région pétrolière la plus ancienne de l'U.R.S.S. On y a obtenu en 1864 le premier jet commercial de pétrole du pays.

TRAITS PRINCIPAUX DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. Dans les limites de ce territoire se trouve la dépression cratonique et l'avant-fosse de

l'Ouest de Kouban. Dans leur architecture participent les roches triassiques, jurassiques, crétacées, paléogènes et néogène-quaternaires qui pour l'essentiel gisent sur le socle paléozoïque et dans l'extrémité nord-ouest de la région sur le socle précambrien. Dans la dépression d'Azov-Kouban se dégagent des éléments de structure d'ordre inférieur : la zone de soulèvements d'Eïsk-Berezan, le gradin de Timachevsk, la fosse d'Est de Kouban. Cette dernière est séparée de l'avant-fosse de l'Ouest de Kouban par le saillant des Adyghéens. La zone de soulèvements d'Eïsk-Berezan comprend plusieurs lignes anticlinales dont la principale est le bombement de Kanev-Berezan. Aux nombreux plis locaux de faible pendage de cette zone se rattachent la plupart des champs à condensat du territoire de Krasnodar (de Berezan, de Léningrad, de Nekrassov et d'autres). Le bord sud plus étroit et abrupt de la fosse de l'Ouest de Kouban est affecté de nombreux plis qui se groupent en plusieurs lignes anticlinales et présentent une architecture géologique compliquée. Presque tous les champs de la région pétrolifère d'Indol-Kouban se rattachent aux plis du bord sud de la fosse et à sa partie axiale.

LES POSSIBILITÉS EN PÉTROLE ET EN GAZ de l'avant-fosse de l'Ouest de Kouban sont en rapport avec presque toutes les séries et les horizons du Néogène, du Paléogène et, partiellement, du Crétacé et du Jurassique. Dans la partie cratonique du territoire sont en général productifs les dépôts du Crétacé inférieur et du Jurassique, quant aux possibilités pétrolifère et gazéifère de l'ensemble se disposant au-dessus, elles sont très limitées. Dans nombre de champs de la zone de soulèvement d'Eïsk-Berezan les roches poreuses et fissurées du Trias sont également imprégnées de gaz (champ de Tchelbass, de Starominsk).

La composition des pétroles de la région mentionnée est variée. Leur densité est de 0,760 à 0,979 g/cm^3. Les huiles les plus lourdes se rencontrent dans les dépôts miocènes. Elles sont pratiquement non paraffinées et, en général, peu soufrées (jusqu'à 0,5 %). Les gaz sont des méthanes sans soufre. La teneur en méthane dans les gisements du Néogène et du Paléogène s'élève de 96 à 100 %, dans les gisements mésozoïques elle dépasse rarement 90 %. Ces gaz contiennent du condensat (pas plus de 80 cm^3/m^3). La teneur maximale de ce dernier a été établie dans les champs de Starominsk (150 cm^3/m^3) et d'Youjno-Sovietsk (300 cm^3/m^3).

LES CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ de la partie cratonique du territoire concerné se rattachent aux plis brachyanticlinaux de pendage faible et peu accidentés dont l'architecture est relativement simple. Les gisements de pétrole sont en couche anticlinale. Le champ caractéristique de cette région est celui de Berezan (fig. 55).

Dans la fosse de l'Ouest de Kouban les champs de pétrole et de gaz possèdent une architecture géologique variée. Suivant l'axe de la fosse et

sur son flanc nord dominent les gisements anticlinaux tandis que sur le flanc sud on trouve des gisements tabulaires à barrière tectonique, stratigraphique et lithologique.

Le champ de Khadyjensk (fig. 56) se trouve dans la partie est du flanc sud de la fosse de l'Ouest de Kouban où prolifèrent des gisements de pétrole par modification de faciès rattachés à la zone de biseautage des grès

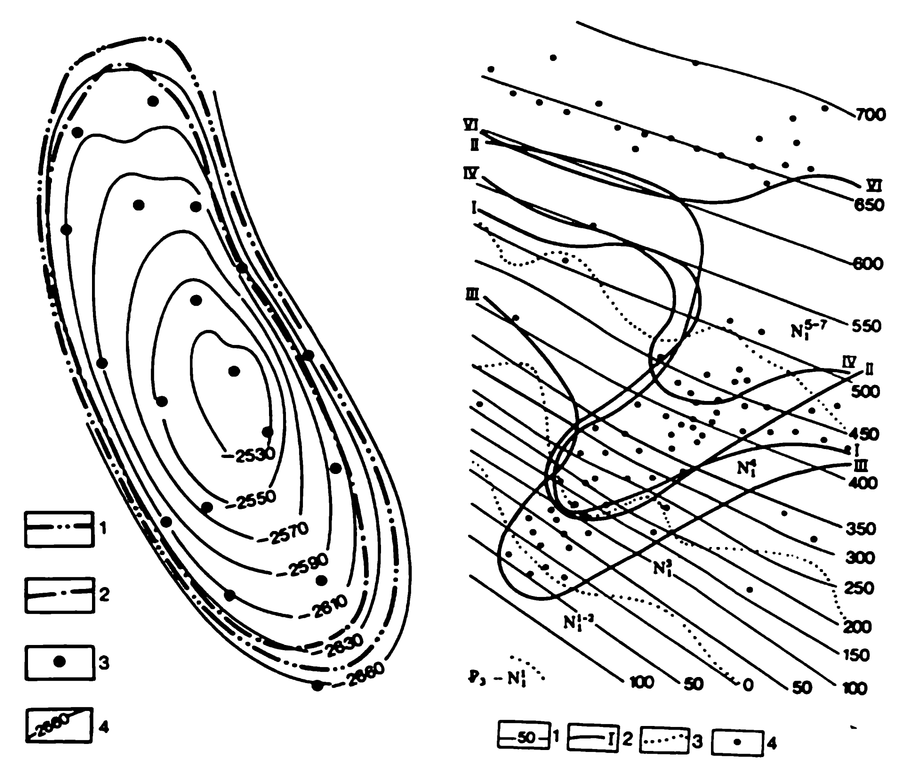


Fig. 55. Carte structurale du champ de Berezan suivant le toit des roches-magasins du Crétacé inférieur

Contours gazéifères : *1*, externe ; *2*, interne ; *3*, puits ; *4*, isohypses en m

Fig. 56. Carte structurale du champ de Khadyjensk suivant le repère maïkopien

1, isohypses en m ; *2*, contour de biseautage des horizons gréseux ; *3*, frontière d'affleurement de roches en surface ; *4*, puits

au sein d'assise d'argiles maïkopiennes à structure monoclinale. La variation d'épaisseur des horizons sablonneux s'effectue régulièrement à l'amont de l'axe et de ce dernier vers les deux bords. La ligne de biseautage des sables figure le gisement de trois côtés en traçant la forme caractéristique d'un golfe.

Le champ pétrolier d'Akhtyrsky-Bougoundyr (fig. 57) est typique pour la région d'Ilsky-Abinsk qui groupe de nombreux champs essentiellement pétroliers de la ligne anticlinale d'Azov qui est le principal axe sur le flanc méridional de la fosse de l'Ouest-Kouban (de Zybza-Glouboki-Yar, de Nord d'Akhtyrsky, d'Abinsk-Oukraïnskoé et d'autres). Tous les champs sont à plusieurs couches productives ; les gisements sont de petites dimensions. Les dépôts du Crétacé et du Néogène forment des plis affectés d'accidents que coupent les roches maïkopiennes de structure monoclinale ainsi que les roches sus-jacentes. Les huiles du Miocène sont lourdes de 0,900 à 0,970 g/cm^3, celles du Maïkopien, de l'Eocène et du Paléocène légères de 0,815 à 0,860 g/cm^3.

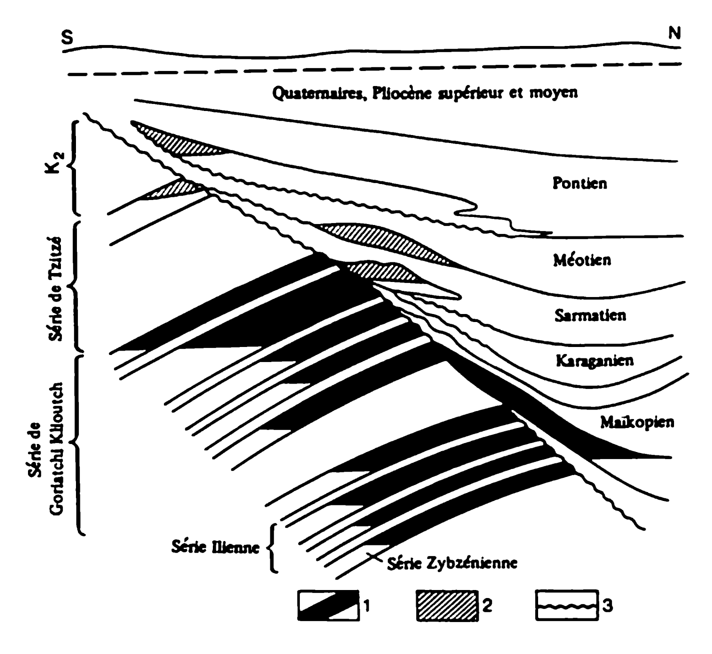


Fig. 57. Coupe géologique du champ d'Akhtyrsky-Bougoundyrsk (d'après P. Pachkova, A. Matioukhine)

Huile : *1*, légère ; *2*, lourde ; *3*, surface d'érosion

Champ Anastassievskaïa-Troïtzkoé (fig. 58). Ce champ pétrolifère et gazéifère est situé dans la partie axiale de la fosse de l'Ouest de Kouban et se rattache à la zone anticlinale d'Anastassievskaïa-Krasnodar. Le champ est à plusieurs couches productives. Les gisements de pétrole et de gaz sont

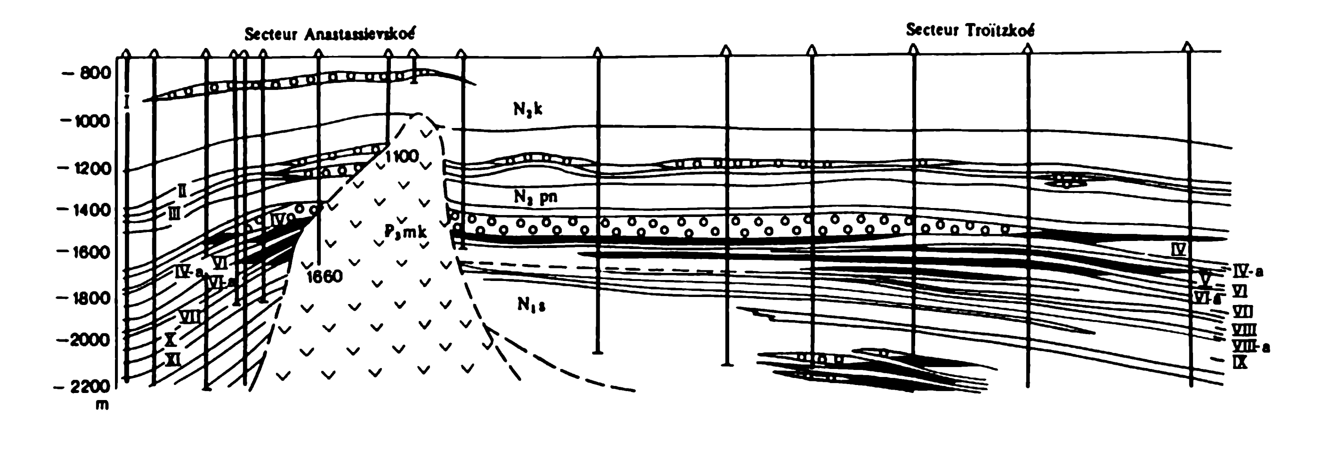


Fig. 58. Coupe géologique du champ Anastassiévskaïa-Troïtzkoé

1, pétrole ; *2*, gaz ; *3*, diapir d'argile maïkopien

en couche anticlinale et se rapportent aux dépôts pontiens et méotiens. Le gisement gazéifère et pétrolifère de l'horizon IV du Méotien est unique : il est muni d'un énorme chapeau de gaz (d'environ 62 milliards de m^3) avec étage gazéifère de plus de 100 m pour un étage pétrolifère de 20 à 25 m.

Région gazéifère de Stavropol

Cette région est située au centre de l'avant-pays caucasien dans les limites de la partie ouest du territoire de Stavropol. On a commencé à exploiter le gaz depuis 1956 quand a été mis en exploitation le champ de gaz du Nord de Stavropol-Pelaguiada.

TRAITS PRINCIPAUX DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. Le territoire de la région gazéifère de Stavropol se trouve dans les limites de la plate-forme épihercynienne. Dans l'architecture de la couverture sédimentaire participent les roches du Mésozoïque-Cénozoïque gisant sur le socle paléozoïque plissé. L'épaisseur des dépôts crétacés, paléogènes et néogènes est de 1800 à 2200 m. Les formations jurassiques et partiellement permo-triassiques apparaissent avec l'ennoyage du môle de Stavropol ainsi que dans les cuvettes et les flexures adjacentes.

L'élément tectonique principal de la région est le môle de Stavropol au sein duquel dans la couverture sédimentaire se dégagent deux structures de bombement, les bombements de Stavropol Nord et Sud aux plis locaux desquels se rattachent la plupart des champs gazéifères.

LES POSSIBILITÉS EN GAZ sont en rapport avec les formations karagantchokraksiennes, maïkopiennes, khadoumiennes, éocènes, du Crétacé inférieur et permo-triassiques. La majeure partie des gisements de gaz a été détectée dans la coupe du Paléogène et, en particulier, dans les dépôts de l'horizon khadoumien. Dans les terrains néogènes et mésozoïques les gisements de gaz sont rares. Les possibilités en gaz des dépôts du Crétacé inférieur ont été établies ces dernières années dans les champs de Raschevatskaïa, de Mirnenskoé, et de Vesselovskoé, du Permo-Trias et rien qu'à Raschevatskaïa, situé au sein de l'ennoyage occidental lointain du môle de Stavropol en direction de la fosse d'Est de Kouban, dans la zone d'accroissement important de l'épaisseur des dépôts.

Les gaz de la région de Stavropol sont des méthanes non sulfureux. Dans les gaz des gisements néogènes et paléogènes le méthane constitue de 96 à 100 %. A partir des dépôts éocènes en aval de la coupe augmente de façon importante la quantité d'hydrocarbures lourds, quant à la teneur en méthane, elle s'abaisse de 77 à 86 % ; la teneur en condensat atteint de 120 à 150 cm^3/m^3.

LES CHAMPS DE GAZ se trouvent essentiellement au sein du bombement de Stavropol Nord et se rattachent aux plis brachyanticlinaux. Les champs

de Stavropol Nord-Pelaguiada, de Mirnenskoé, de Takhta-Kugulta et de Raschevatskaïa correspondent aux grands soulèvements et presque tous contiennent en coupe plusieurs gisements de gaz.

Le champ de Stavropol Nord-Pelaguiada (fig. 59) est en rapport avec le soulèvement du même nom au sein duquel dans les dépôts khadoumiens a été détecté le gisement de gaz à un seul contour gazéifère. Sur la plus

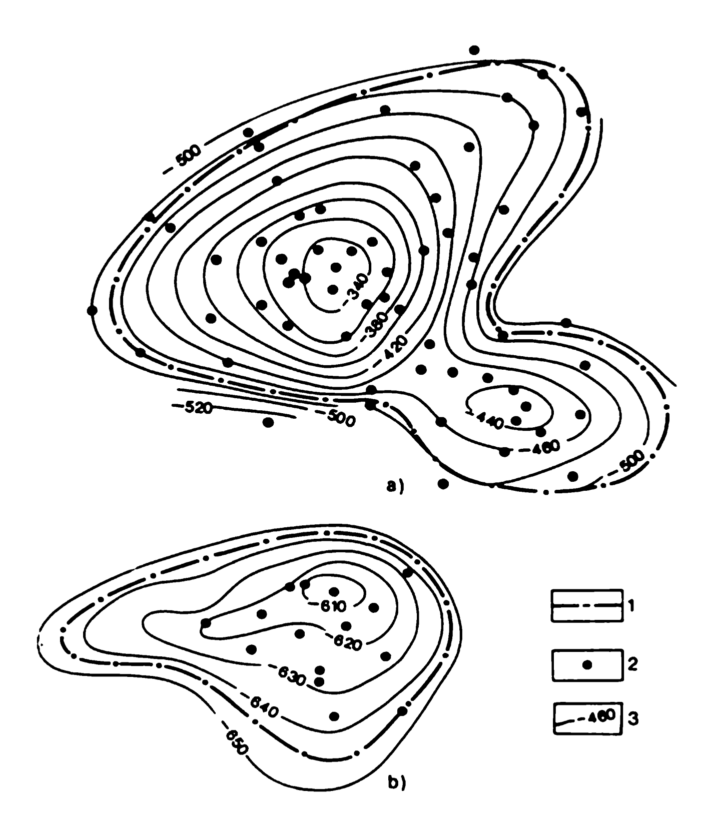


Fig. 59. Champ de Stavropol-Pelaguiada du Nord

Cartes structurales suivant le toit ; *a*, de l'horizon khadoumien ; *b*, du paquet productif de la série verte. *1*, contour gazéifère ; *2*, puits ; *3*, isohypses en m

grande partie de l'aire le gisement repose sur l'aquifère inférieur. Le contact gaz-eau est incliné. Par suite, l'horizon gazéifère décroît du nord-ouest vers l'est de 140-200 à 40-70 m. Le gisement de gaz ne se rencontre dans la série verte que dans le soulèvement de Stavropol Nord et est un bottom water drive.

Régions pétrolifères et gazéifères de l'Avant-Caucase oriental et de Terek-Caspienne

Ces régions sont situées sur le territoire de Stavropol, de la R.S.S.A. des Tchétchènes et des Ingouches, de la R.S.S.A. de Daguestan et de la R.S.S.A. des Kalmouks. Les suintements de pétrole et les émanations de gaz ainsi que l'exploitation de ces derniers sont connus dans la région de Groznyï depuis longtemps. Durant nombre d'années la région de Groznyï occupa la seconde place dans la production du pétrole du pays ne cédant la palme qu'à l'Azerbaïdjan. Ensuite, les gisements de pétrole connus alors dans les dépôts karagan-tchokraksiens ont été épuisés. La seconde naissance de l'industrie pétrolière dans la région de Groznyï a débuté en 1965 quand on a obtenu un jet de pétrole puissant sur l'aire de Karaboulak à partir des dépôts du Crétacé supérieur.

TRAITS PRINCIPAUX DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. Dans l'architecture de la couverture sédimentaire des régions pétrolifères et gazéifères étudiées participent les dépôts jurassiques, crétacés, du Paléogène et du Néogène qui reposent sur le socle paléozoïque plissé et, par endroits, sur des terrains peu déformés du Trias.

Les éléments tectoniques principaux sont les plis de l'avant-pays de la zone de Terek-Sounjenski, l'avant-pays du Daguestan et la dépression cratonique Terek-Kouma. La zone Terek-Sounjenski correspond aux plis de piedmonts du Grand Caucase. On y dégage deux grandes structures d'arrangement complexe : les anticlinoriums de Terek et de Sounjenski qui s'expriment dans le relief par des groupes de mêmes noms. Ces anticlinoriums sont affectés d'une série de soulèvements auxquels se rattachent presque tous les champs de pétrole connus dans la R.S.S.A. des Tchétchènes et des Ingouches. Les plis de la zone de Terek-Sounjenski présentent suivant les dépôts néogènes et paléogènes une architecture géologique compliquée, les pentes y sont abruptes et de nombreux accidents cassants les affectent. Avec les dépôts mésozoïques ils deviennent de plus grandes dimensions et sont moins accidentés.

Dans le piedmont du Daguestan on distingue les zones anticlinales occidentale et orientale. Ces zones présentent une architecture relativement simple s'encadrant dans le style des plis locaux. La zone orientale plus étendue aux plis coffrés correspond à presque tous les champs de pétrole et de gaz découverts au Daguestan méridional.

La dépression cratonique de Terek-Kouma occupe un grand territoire des régions pétrolifères et gazéifères étudiées. Au centre se dégage le bombement de Prikoumsk-Tioulény de direction latitudinale comprenant plusieurs groupes de structures auxquelles se rattachent tous les champs de pétrole du territoire de Stavropol et la majorité des champs de gaz de Daguestan.

POSSIBILITÉS EN PÉTROLE ET EN GAZ. Dans les dépôts sablo-argileux des horizons karaganien et tchokraksien (Miocène) de la zone de Terek-Sounjenski et du piedmont du Daguestan se dégagent plus de deux dizaines de couches productives dans les grès d'une grande épaisseur. Actuellement la plupart des gisements connus est épuisée. La production de pétrole provient pour la plus grande part dans cette zone des dépôts du Crétacé supérieur. Les roches-magasins sont représentées par des calcaires et des marnes fissurés. Dans les champs du piedmont de Daguestan on a découvert dans les calcaires du Crétacé supérieur des gisements à condensat. Dans la coupe des dépôts du Crétacé inférieur et du Jurassique on a décelé sur la partie cratonique du territoire, au sein de la dépression de Terek-Kouma, un petit nombre de gisements de pétrole et de gaz. Dans la zone de Terek-Sounjenski la nature pétrolifère des terrains du Crétacé inférieur a été établie pour plusieurs champs, et des terrains jurassiques sur un seul champ. Le débit des puits est de 70 à 150 t/jour. Ces dernières années on a établi dans la dépression de Terek-Kouma la valeur commerciale des dépôts carbonatés du Permo-Trias.

LES CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ du piedmont caucasien présentent une architecture compliquée. La plupart de ces derniers sont à plusieurs couches productives, à deux étages pétrolifères et gazéifères : mésozoïque et néogène-paléogène. Les gisements de pétrole sont de préférence en couche ancticlinale et à barrière tectonique. Dans la partie cratonique du territoire le plus grand nombre de champs, pour la plupart de pétrole, ont été découverts sur le bombement Prikoumsk-Tiouléný. Les champs sont également ici à plusieurs couches productives en rapport avec les plis brachyanticlinaux de faible pendage et d'architecture simple.

Le champ de pétrole Malgobek-Voznessensk-Aliourtovskoé se rattache à la partie occidentale de l'anticlinorium de Terek qu'affectent de nombreux accidents de grande amplitude (jusqu'à 700 m) le découpant en blocs tectoniques. Sur les flancs les angles de pente atteignent de 70 à 80° et même sont souvent inversés. L'arrangement du champ en fonction des dépôts mésozoïques est beaucoup plus simple. C'est ainsi que dans les dépôts du Crétacé supérieur on observe un anticlinal unique s'étirant sur 42 km pour 3 km de largeur. La voûte du pli est large à pente de 15 à 20° qui vers les flancs atteint un pendage de près de 50 à 70°. Le pli n'est affecté que par des accidents de faible amplitude. Le plus grand nombre de gisements a été découvert suivant la coupe des dépôts karagan-tchokraksiens. Un gisement en amas se rattache aux calcaires fissurés du Crétacé supérieur. Ce gisement occupe la voûte de la structure. Les débits initiaux du gisement ont atteint de 3000 à 4000 t/jour. Le champ a également révélé de petits gisements de pétrole dans les dépôts du Crétacé inférieur et du Jurassique.

Le champ d'Osek-Souat (fig. 60) est en rapport avec le pli brachyanticlinal. Les gisements de pétrole ont été découverts dans les dépôts khadoumiens, du Crétacé inférieur et du Jurassique moyen. Les plus productifs sont les horizons IX et XIII du Crétacé inférieur, auxquels se rattachent les gisements en coupe anticlinale. La particularité des horizons productifs du

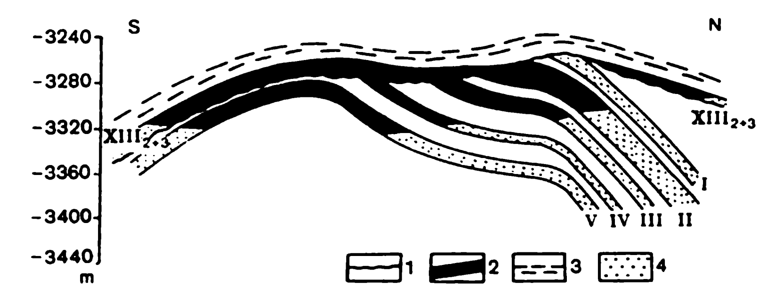


Fig. 60. Coupe géologique de dépôts jurassiques (couches I-V) et de dépôts voisins de la couche XIII_{2+3} formée de sédiments (Crétacé inférieur) du champ d'Osek-Souat

1, ligne de section transgressive ; *2*, gisement de pétrole ; *3*, sédiments de sous la discordance ; *4*, terrains aquifères

Jurassique moyen est leur biseautage ou dénudation, de sorte qu'ils ont été recouverts en transgression par les dépôts du Crétacé inférieur et, partant, ont contribué à la formation de gisements de pétrole par barrière stratigraphique et par modification de faciès.

Région pétrolifère et gazéifère du Mangychlak Sud

Les premiers afflux de pétrole commercial remontent à 1961. Actuellement il a été découvert et exploré plusieurs champs de pétrole, de pétrole avec gaz et de gaz dont les champs d'Ouzen et de Jetybaï.

TRAITS PRINCIPAUX DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. La couverture sédimentaire est constituée d'épaisses formations allant du Permien supérieur jusqu'à l'époque actuelle. Les dépôts les plus anciens sont représentés par des assises de roches du Permien supérieur et du Trias. Sur ces derniers avec une discordance angulaire prononcée reposent les dépôts du Jurassique. On rattache au Jurassique moyen la série sablo-argileuse bigarrée, au Jurassique supérieur les roches argilo-marneuses aux passées subordonnées de grès et d'aleurolites. Les dépôts sablo-argileux du Crétacé inférieur érodés et angulairement discordants reposent sur des terrains de différents horizons du Jurassique. Les dépôts du Crétacé supérieur se divisent en deux assises : l'assise terrigène (Cénomanien et Touronien inférieur) et carbonatée (Touronien supérieur-Danien). Sur la surface érodée des formations du Crétacé supérieur repose l'assise terrigène d'âge

paléogène. La coupe des dépôts néogènes est aussi essentiellement représentée par des argiles et des marnes.

Au point de vue tectonique la région pétrolifère et gazéifère du Mangychlak Sud se rattache à la zone de flexures du Mangychlak Sud-Assakeaoudan dont l'axe est affecté par une chaîne de cuvettes et de bassins s'étirant linéairement, qui se sont révélés être des ensellements structuraux. Les plus grandes d'entre elles sont la dépression de Jazgourli, la cuvette d'Outchkoudouk et la flexure d'Assakeaoudan. La marge septentrionale de la zone des flexures de Mangychlak Sud-Assakeaoudan s'ennoie en gradins vers la partie axiale. A ces gradins d'extension linéaire sont associées des chaînes d'exhaussements locaux du type anticlinal servant de pièges de pétrole et de gaz. Les anticlinaux asymétriques aux flancs sud plus abrupts et nord de pendage faible sont affectés de dislocations par failles.

LES POSSIBILITÉS DE PÉTROLE ET DE GAZ coïncident essentiellement avec les dépôts terrigènes du Jurassique moyen. Les horizons pétrolifères et gazéifères avec des gisements aux réserves réduites ont été détectés dans les dépôts du Jurassique supérieur et inférieur. Ces derniers temps on a obtenu des données témoignant des possibilités commerciales en pétrole des dépôts triassiques. Les horizons gazéifères se rattachent aux dépôts crétacés.

Les huiles de tous les horizons sont légères de 0,870 à 0,820 g/cm^3, résineuses de 4,5 à 19,4 %, pratiquement non sulfureuses, à grande teneur de paraffine de 12 à 30 %. Les gaz sont principalement du méthane plus de 90 %, avec une faible teneur en hydrocarbures lourds de 1 à 2 %.

LES CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ du nord de la fosse du Mangychlak Sud (Jetybaï, Ouzen) sont essentiellement pétrolières. Plus au sud se trouvent les champs de gaz (de Tengué, de Tasboulat). Dans la région d'Assakeaoudan on a détecté le champ à condensat de Chakhpakhtinsk. Les gisements de ce champ sont principalement en couche anticlinale et plus rarement par modification de faciès. Dans la coupe de certains champs on a établi jusqu'à 20 horizons pétrolifère et gazéifère de valeur commerciale.

Le champ d'Ouzen (fig. 61) est en rapport avec le soulèvement anticlinal de grande dimension situé sur le gradin de Jetybaï-Ouzen. Le flanc nord du pli est de pendage plus doux, celui du sud est plus abrupt. Sont pétrolifères et gazéifères les dépôts jurassiques et crétacés, aux crétacés se rattachant des gisements purement gazeux, tandis qu'aux jurassiques les gisements de pétrole et de pétrole avec gas-cap. Dans les dépôts crétacés on décèle jusqu'à 11 horizons gazéifères. Les débits des puits sont faibles et ne dépassent pas de 20 à 25 mille m^3/jour. Dans les dépôts jurassiques on a dégagé 13 horizons composant l'étage inférieur essentiellement pétrolifère. L'étage gazéifère supérieur est séparé du groupe pétrolifère et gazéifère jurassique par l'assise de dépôts argilo-marneux du Jurassique supérieur d'une épaisseur allant jusqu'à 100-200 m.

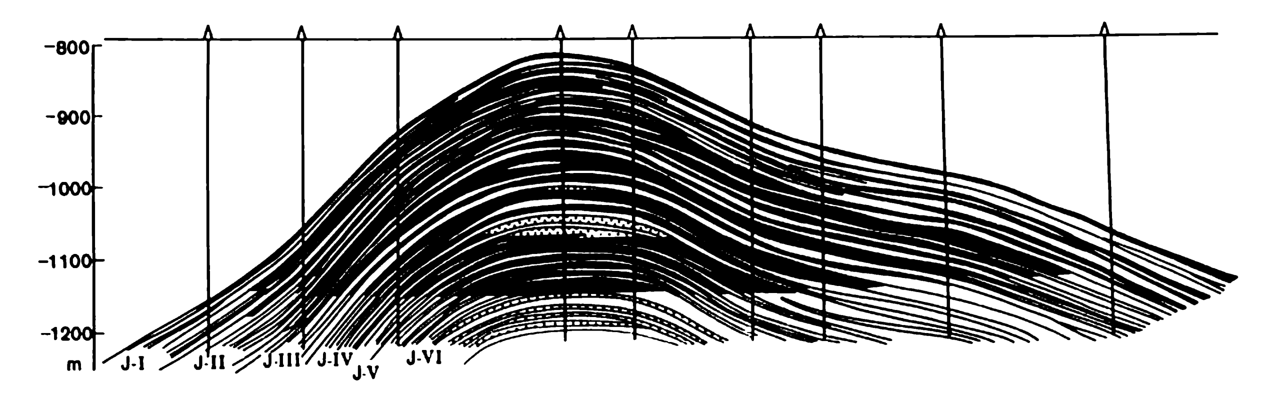


Fig. 61. Coupe géologique du champ d'Ouzen

Province pétrolifère et gazéifère de Transcaucasie

On distingue dans les limites de cette province les régions pétrolifères et gazéifères de la mer Noire, de Kourinskaïa, de Kobystane-Nijnekourinskaïa, d'Apchéron-Balkhan et gazéifères et pétrolifères de Turkménistan occidental.

Régions pétrolifères et gazéifères de Kobystane-Nijnekourinskaïa et d'Apchéron-Balkhan

Les régions considérées sont situées sur le territoire d'Azerbaïdjan. C'est l'une des plus anciennes régions du pays productrices du pétrole. Les émanations spontanément enflammées de gaz (« feux sacrés ») y étaient connues depuis les temps les plus reculés. L'exploitation industrielle des champs de Balakhany, de Bibi-Eibat et autres a débuté dans la seconde moitié du XIX s. Longtemps (jusqu'à 1950) Azerbaïdjan occupait dans la production de pétrole la première place dans le pays. Pour la première fois en U.R.S.S. on y entreprit l'exploitation offshore de champs sous la mer Caspienne. La production du gaz naturel à l'échelle industrielle fut mise en œuvre au cours de dernières décennies quand fut découverte la série de champs et de gisements à condensat situés à de grandes profondeurs (Karadag, Zyria, Youjnoé, Bakhor).

TRAITS PRINCIPAUX DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. Dans l'arrangement de la couverture sédimentaire participent les dépôts mésozoïques-cénozoïques d'une énorme épaisseur. L'extension maximale revient principalement aux dépôts terrigènes du Paléogène et du Néogène. A ces derniers se rattachent la plupart des champs de pétrole et de gaz dégagés. L'ensemble pétrolifère principal, l'assise productive du Pliocène moyen, est exclusivement composée de terrains sablo-argileux. Son épaisseur est de 3500 m. En direction des régions occidentales de la république les dépôts de l'assise productive finissent en biseau. Dans la même direction diminue la teneur en sables de l'assise et se détériorent ses caractéristiques de réservoir.

Les éléments tectoniques principaux de ce territoire sont l'anticlinorium du Grand et du Petit Caucase que sépare la dépression intermontagneuse de Koura. Ces structures s'ennoient au sud-est en direction de la dépression intergéosynclinale Sud-Caspienne. Au nord-est de l'anticlinorium du Grand Caucase se dispose la dépression intercratonique Médio-Caspienne séparée de la dépression Sud-Caspienne par la presqu'île d'Apchéron.

LES POSSIBILITÉS EN PÉTROLE ET EN GAZ sont essentiellement en rapport avec l'assise productive. On la divise habituellement en trois sections. La section inférieure comprend les séries (de bas en haut) kalinienne (KaS), souskirmakienne (SK), kirmakienne (KS), surkirmakienne gréseuse (SKG),

surkirmakienne argileuse (SKA). La section moyenne correspond à la série de lacunes, tandis que la supérieure aux séries balakhanienne, sabounthinienne et sourakhanienne. Le plus grand nombre de gisements de pétrole et de gaz a été établi dans la coupe des séries souskirmakienne et kirmakienne.

Les huiles sont soit non sulfureuses soit peu sulfureuses, démunies de paraffine ou très peu paraffiniques. Les gaz sont du méthane de 90 à 98 % avec une grande teneur en condensat de 215 à 280 g/m^3.

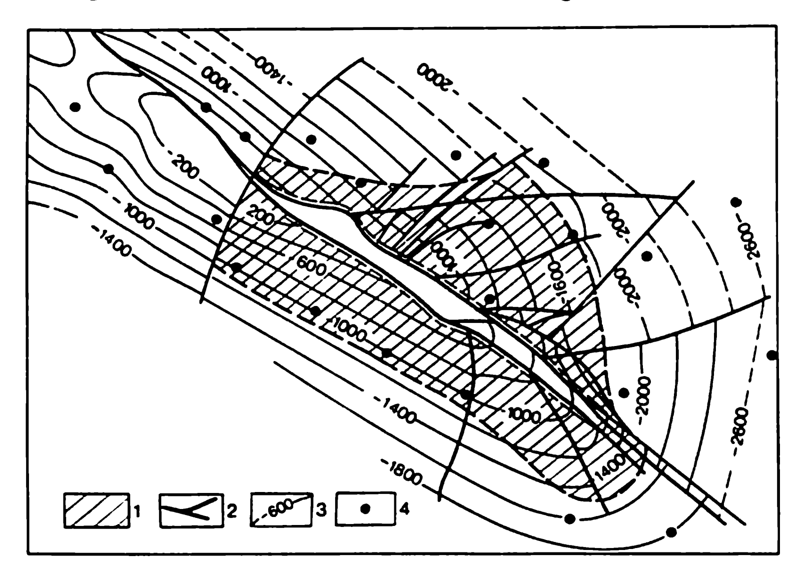


Fig. 62. Carte structurale suivant le toit du champ Neftianyé Kamni de l'assise productive
1, aire des gisements de pétrole de la série subkirmakienne ; *2*, accidents ; *3*, isohypses en m ; *4*, puits

CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ. Le plus grand nombre (environ 50 %) a été découvert dans la région d'Apchéron et est en rapport avec les plis brachyanticlinaux, en dôme dans l'architecture desquels participent pour l'essentiel les dépôts de l'assise productive. Les champs sont très affectés par des accidents de rupture, la structure diapirique est fréquente et on y trouve de nombreux volcans de boue. Le système d'accidents découpe les champs en blocs tectoniques isolés. L'importance primordiale dans la distribution des possibilités en pétrole et en gaz revient au système d'accidents longitudinaux affectant en général la section inférieure de l'assise productive.

Le champ Neftianyé-Kamni (fig. 62) se rattache au pli brachyanticlinal. L'assise productive y est érodée sur la voûte jusqu'à la série kirmakienne. En sa coupe on distingue jusqu'à 23 horizons pétrolifères et gazéifères. Les

accidents coupent le champ en trois parties différant par les conditions d'imprégnation en pétrole et en gaz. Dans l'aire sud-ouest sont pétrolifères et gazéifères toutes les séries de la section inférieure de l'assise productive, dans le nord-est les séries s'échelonnant de la sourakhanienne à la kalinienne et sur la voûte rien que la série kalinienne.

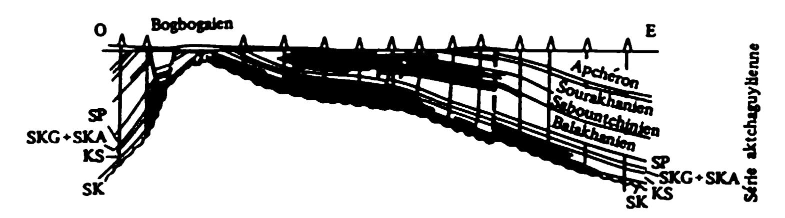


Fig. 63. Coupe géologique des dépôts productifs du champ de Balakhany-Sabountchi-Ramaninskoé

Le champ de Balakhany-Sabountchi-Ramaninskoé (fig. 63) est associé au grand pli anticlinal. Sa partie la plus redressée porte un volcan de boue autour duquel affleurent les terrains de la série kirmakienne. La voûte du pli est bordée par la faille principale qui divise le champ en deux secteurs isolés. Dans la coupe des dépôts depuis l'Apchéron au kirmakien on distingue jusqu'à 30 horizons pétrolifères. Les réserves principales se concentrent dans le gisement de l'horizon V du balakhanien et le gisement du souskirmakien.

Région gazéifère et pétrolifère du Turkménistan occidental

Les possibilités commerciales en gaz du Turkménistan occidental ont été établies en 1952 quand a été découvert le premier champ à condensat de Kyzylkoum.

TRAITS PRINCIPAUX DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. La région gazo-pétrolifère du Turkménistan occidental correspond au point de vue tectonique à la dépression intermontagneuse du même nom. Au nord la dépression est bordée par les montagnes du Grand et du Petit Balkhan, à l'est par le Kopet-Dag et au sud par l'Elbrous. Les formations mésozoïques et partiellement paléogènes affleurent dans les édifices montagneux entourant la dépression et au sein de la dépression même s'enfoncent à une grande profondeur de 6 à 12 km. Le Néogène est représenté par les dépôts de l'assise de couleur rouge (Pliocène moyen) de l'Aktchaguylien et de l'Apchéron (Pliocène supérieur) et du Postpliocène. Les dépôts de l'assise de couleur rouge s'expriment par une succession monotone et fréquente de sédiments sablo-aleurolites et argileux qui varient brusquement sur l'aire.

L'épaisseur totale de l'assise est d'environ 2500 m. En direction des marges de la dépression les dépôts de l'assise rouge finissent en biseau.

Au sein de la dépression on distingue deux zones principales de soulèvements, de Balkhan et de Gograndag-Okaremskaïa que sépare la profonde fosse de Kyzylkoum. Aux zones mentionnées se rattachent tous les champs de pétrole et de gaz connus. La zone de soulèvements de Balkhan s'étend dans la partie nord de la dépression. Elle comprend une série de plis brachyanticlinaux sublatitudinaux s'articulant en coulisse très accidentés surtout dans la voûte par des failles. Les plis les plus grands se trouvent dans la partie ouest de la zone (Kotour-Tépé et autres). Les plis de la zone de soulèvements Gograndag-Okaremskaïa sont pour la plupart à pendage doux, aux larges voûtes d'amplitude relativement faible de 150 à 500 m et sont moins affectés par des accidents de rupture. Les volcans de boue y sont nombreux et sont associés aux ruptures d'extension généralement méridionale.

POSSIBILITÉS EN PÉTROLE ET EN GAZ. Les dépôts apchéroniens et aktchaguyliens sont généralement productifs dans les champs de la partie orientale de la zone de soulèvements de Balkhan. Le débit de pétrole des puits est de 25 à 150 t/jour. Les dépôts de la partie supérieure de l'assise rouge renferment les gisements de pétrole principaux, quelquefois avec d'énormes gas-cap. Les caractéristiques de réservoir des grès sont bonnes. Les débits de pétrole sont de 500 à 800 t/jour, du gaz de 300 à 600 mille m^3/jour. La partie inférieure de l'assise rouge essentiellement gazéifère est constituée de terrains plus argileux aux caractéristiques de réservoir moins bonnes. On a également obtenu de ces horizons des afflux d'huile commerciale aux débits jusqu'à 200 t/jour.

Les pétroles sont pratiquement non sulfureux, pour l'essentiel paraffiniques ou hautement paraffiniques, résineux, légers. La densité des pétroles varie grandement et diminue avec la profondeur. Les gaz libres sont des méthanes de 92 à 96 % avec une faible teneur en acide carbonique et en azote. Le gaz contient beaucoup de condensat de 500 à 600 cm^3/m^3.

LES CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ se disposent généralement dans la zone de soulèvement de Balkhan. Tous les champs sont à plusieurs couches productives ; les gisements de pétrole et de gaz sont généralement tabulaires, à barrière tectonique et en couche anticlinale disloqués en petits blocs. Les gisements par modification de faciès sont plus rares.

Le champ de Kotour-Tépé (fig. 64) se rattache au grand pli brachyanticlinal de direction sublatitudinale. Le pli est asymétrique avec flanc nord abrupt de 15 à 30° et flanc sud à pendage plus doux de 5 à 10°, il est affecté de nombreuses failles d'amplitudes allant de 15-20 à 500-600 m le disloquant en grand nombre de blocs tectoniques et de champs. Les plus grandes failles transversales divisent le pli en plusieurs grands blocs tectoniques

engendrant trois secteurs hydrodynamiquement isolés : occidental, central et oriental. Ces secteurs s'enfoncent en gradins en direction de l'est de 600 à 1000 m l'un par rapport à l'autre. Les gisements de pétrole et de gaz ont été dégagés à la profondeur de 1450 à 3500 m dans l'Apchéron, l'Aktchagylien et les dépôts rouges supérieurs et inférieurs. Les gisements de pétrole principaux se rattachent aux horizons III, III_a et IV de la partie supérieure de

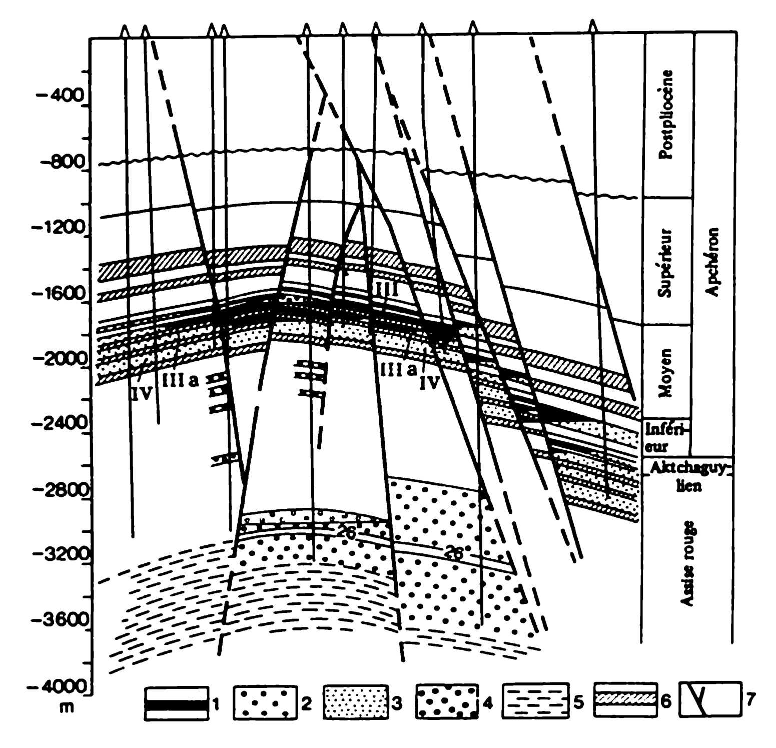


Fig. 64. Coupe géologique du secteur central du champ de Kotour-Tépé (d'après M. Achirmamedov)

1, pétrole ; *2*, gaz ; *3*, eau ; *4*, gisements de pétrole et de gaz prospectés ; *5*, dépôts perspectifs ; *6*, argile ; *7*, accidents

l'assise rouge. Les grès de ces horizons sont très perméables (jusqu'à $2 \cdot 10^{-13}$ m^2). Le débit d'huile dans les puits d'exploitation est de 120 à 150 t/jour. Ces gisements présentent habituellement des gas-cap. Les moins productifs sont les gisements d'Apchéron (débit d'huile de 15 à 28 t/jour). Dans la coupe de la partie inférieure de l'assise rouge on a découvert des gisements à condensat. Les débits de gaz sont élevés, jusqu'à 600-1000 mille m^3/jour. La teneur en condensat est de 300 à 450 cm^3/m^3.

Province pétrolifère et gazéifère d'Amou-Daria

Dans les limites de cette province on distingue la région pétrolifère ét gazéifère de la fosse du Kopet-Dag, les régions gazéifères du Centre de Kara-Koum, de Beourdechik-Khiva, de Zaoungouz, de Tchardjou, de Boukhara, de Mary-Chatly, de Mourgab et de Badkhyz-Karabil. La province considérée est pour l'essentiel gazéifère. Les champs de gaz ont été principalement dégagés dans l'Ouzbékistan occidental et le Turkménistan oriental.

Régions gazéifères de Mary-Chatlynsk et de Mourgab (Turkménistan oriental)

TRAITS PRINCIPAUX DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. La couverture sédimentaire du territoire étudié est constituée de formations méso-cénozoïques. Elle repose soit sur le socle paléozoïque, soit sur les dépôts permo-triassiques. Au Jurassique supérieur un grand développement ont reçu les roches chimiques (épaisseur de 800 à 1200 m) : sel gemme, anhydrite et gypse. Cette assise joue le rôle de couverture régionale et contrôle la distribution suivant la coupe des gisements de gaz. Elle finit en biseau dans la partie nord du Turkménistan oriental.

Sous l'angle tectonique ce territoire correspond à la partie occidentale de la synéclise d'Amou-Daria. Dans ses limites est située la fosse de Zaoungouz et la dépression de Mourgab au socle paléozoïque le plus ennoyé de 6 à 10 km. Sur le bord nord-est de la synéclise d'Amou-Daria se dégage le gradin Tchardjou, position redressée du socle paléozoïque, sur le bord occidental le gradin supposé de Béourdechik.

LES POSSIBILITÉS EN GAZ se rattachent aux dépôts du Danien, du Maastrichtien, du Touronien, d'Albien, d'Aptien, du Néocomien, du Jurassique supérieur et moyen et même aux terrains du manteau de débris superficiel du socle paléozoïque et sont fonction de la présence dans le litho-faciès de l'assise salifère du Jurassique supérieur. Dans la zone d'absence complète au sein de la coupe d'assise salifère est gazéifère le large intervalle de dépôts mésozoïques (régions d'Atchak et de Kouchka). Avec le développement d'assises salifères non plastiques et de faciès hétérogènes dans les dépôts sus-jacents au sel (région de Baïram-Ali) apparaissent des gisements de gaz. Dans les secteurs d'extension d'assise salifère plastique et homogène le gaz commercial ne se rencontre que dans les dépôts subsalifères (région de Tchardjou).

Les gaz de la région considérée sont du méthane généralement secs. Les gaz en rapport avec les dépôts terrigènes sont non sulfureux, tandis que ceux associés aux calcaires subsalifères ont une teneur élevée en sulfure d'hydrogène. La quantité de condensat dans les gaz s'élève jusqu'à 40 cm^3/m^3.

LES CHAMPS DE GAZ ET À CONDENSAT sont associés aux plis typiques de plates-formes généralement en brachyanticlinaux. La plupart de ces plis n'est pas affectée par des accidents. La grande majorité des gisements de gaz sont en couche anticlinale. Seuls les gisements des dépôts subsalifères de la région de Tchardjou sont en amas de forme de dôme. Les champs des régions d'Atchak et de Kouchka, où l'assise salifère du Jurassique supérieur est absente, sont à plusieurs couches productives. On a dégagé dans le champ d'Atchak 13 gisements de gaz. Les champs de Baïram-Ali et de Tchardjou sont à une couche productive.

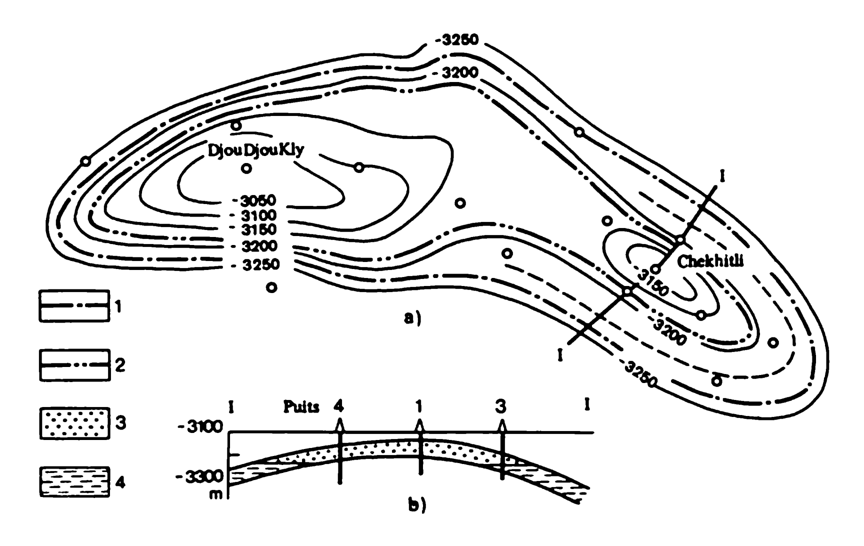


Fig. 65. Champ à gaz et condensat de Chatly

a, carte structurale suivant le toit des horizons productifs ; *b*, profil géologique (d'après les données fournies par l'association Tourkmengazprom).
Contours gazéifères : *1*, externe ; *2*, interne ; *3*, gaz ; *4*, eau

Le champ gazéifère de Chatly (fig. 65), un des plus grands du pays, a été découvert en 1968. Il se rattache à un grand soulèvement de direction sublatitudinal affecté de deux structures : à l'ouest de Djoudjoukly et à l'est de Chekhitli. Les dimensions du soulèvement sont de 60 × 20 km. Les angles de pente des flancs atteignent 1—2°. Le gisement de gaz a été découvert dans les grès du Karabilien (Crétacé inférieur). L'épaisseur de la couche gazéifère est de 55 m, la hauteur du gisement est supérieure à 100 m. Les débits de gaz dans les puits atteignent 1 million de m^3/jour. Le gaz contient plus de 95 % de méthane, le sulfure d'hydrogène est absent. La teneur en condensat est minime.

Province pétrolifère et gazéifère de la Sibérie occidentale

La province de la Sibérie occidentale couvre le territoire de la plaine de Sibérie occidentale. Le premier champ de gaz de la Sibérie occidentale est celui de Berezovo découvert en 1953.

On distingue dans les limites de la province de Sibérie occidentale les régions pétrolifères et gazéifères du Moyen Ob, de Kaïmyssovy, de Vassiougan, de Païdouguina, de Frolov, de Guyda, Préouralienne et les régions gazéifères et pétrolifères d'Yamal, de Nadym-Pour, de Pour-Tazovski, d'Ouest-Ienisseï, de Guyda.

Région pétrolifère et gazéifère du Moyen Ob

La région considérée se trouve au centre de la plaine de Sibérie occidentale des deux côtés du cours latitudinal d'Ob. Le premier champ, celui de Mégion, a été découvert en 1961.

TRAITS PRINCIPAUX DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. A la base de la couverture sédimentaire repose la série de Tioumen (Jurassique inférieur et moyen). Elle s'exprime sous forme d'une alternance de grès, d'aleurolites et d'argiles. Le Jurassique supérieur est représenté par le Vassiouganien et le Géorgien composés d'une alternance de grès et d'aleurolites. Les séries de Mégion et de Varta (Valanginien et Hauterivien-Barrémien) sont constituées de couches continues de grès séparées par les argilites. La série de Mégion est plus argileuse que celle de Varta. Dans la coupe de la série de Varta dominent des couches bien continues et des paquets de grès dont l'épaisseur varie de quelques mètres à 40-45 m.

La région d'Ob moyen au point de vue tectonique correspond aux secteurs centraux les plus affaissés de la plate-forme de Sibérie occidentale. On distingue dans la région deux grands horsts, celui de Sourgout et celui de Varta inférieure, séparés par la flexure Yarsomovy étroite et peu profonde. Le horst de Sourgout est une structure allongée orientée presque méridionalement. Ses dimensions sont de 325 × 125 km. L'amplitude du horst par rapport aux aires affaissées est de 350 m. Les dimensions du horst de Varta inférieure sont de 230 × 200 km, l'amplitude de 300 à 450 m. Les horsts affectés de bombements sont constitués d'une série de plis locaux auxquels se rattachent tous les champs de pétrole connus. Les plis locaux sont en règle générale asymétriques, les angles de pente sur les flancs ne dépassant pas 2°.

LES POSSIBILITÉS EN PÉTROLE ET EN GAZ ont été établies dans les séries de Tioumen, de Vassiougan, de Mégion et de Varta. Les réserves de pétrole principales sont en rapport avec les dépôts des séries de Varta et du Mégion supérieur. Dans leur coupe on distingue plus de 30 couches perméables de sable dont 20 avec possibilités en pétrole et en gaz commerciales prouvées.

La densité des huiles de la région de l'Ob moyen est de 0,854 à 0,901 g/cm^3. La teneur en soufre de 0,8 à 1,9 %. La teneur en soufre maximale a été constatée dans le champ de la région de Sourgout. Toutes les huiles sont peu paraffiniques de 1,9 à 5,3 %.

LES CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ se rattachent aux soulèvements à pendage faible des plates-formes souvent affectés de plis brachyanticlinaux plus petits. La plupart des gisements de pétrole et de gaz sont en couche anticlinale. Sont développés les gisements par modification de faciès qui sont la conséquence de variation du faciès de magasins des dépôts du Crétacé inférieur.

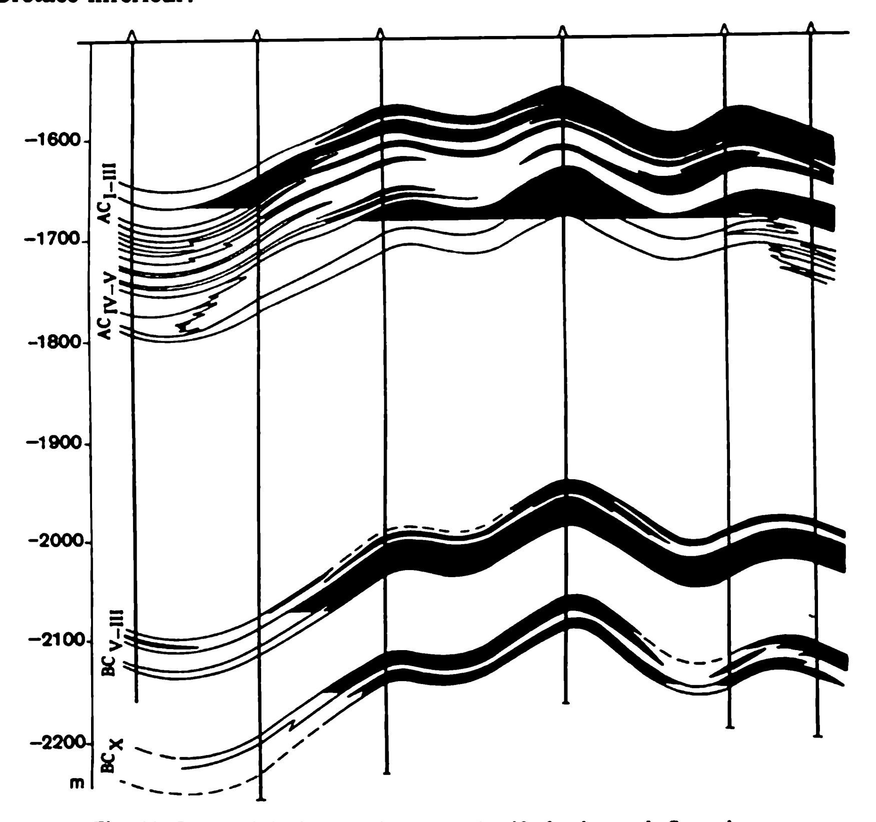


Fig. 66. Coupe géologique de dépôts productifs du champ de Samotlor

Le champ de pétrole de Samotlor (fig. 66) se trouve au centre du horst de Varta inférieure et correspond au grand soulèvement affecté de trois plis brachyanticlinaux à faible pendage, de Samotlor, de Bélooséro, de Martov. Les dépôts productifs sont ceux du Hauterivien-Barrémien et du Valangi-

nien à la profondeur de 1700 à 2200 m. L'assise productive du Hauterivien-Barrémien contenant les réserves principales de pétrole est représentée par une alternance répétée de grès, d'aleurolites et d'argilites qui se caractérisent par d'importantes variations lithologiques aussi bien horizontalement que suivant la coupe. On distingue dans l'assise jusqu'à cinq couches sableuses (AC_I — AC_V) dont les plus continues sont les couches AC_I, AC_{IV} et AC_V. Ces couches sont également douées des meilleures caractéristiques de réservoir. Toutes les couches pétrolifères de cette assise sont hydrodynamiquement liées et forment un gisement en amas. La hauteur du gisement est supérieure à 100 m. Le gisement est muni d'un gas-cap d'une hauteur de 40 m. Les débits d'huile atteignent de 250 à 400 m^3/jour. Dans la coupe des dépôts valanginiens on dégage également une série de couches sableuses dont les principales d'après les réserves de pétrole sont les couches BC_{VIII} et BC_X. De petits gisements se rattachent également aux couches BC_{V-VI}. Les couches sont de grès. Les gisements de pétrole sont en couche anticlinale. Les débits d'huile atteignent de 250 à 450 m^3/jour.

Régions gazéifères et pétrolifères d'Yamal, de Nadym-Pour, de Guyda, de Pour-Tazovski

Ces régions gazéifères et pétrolifères sont situées au nord de la plaine de Sibérie occidentale. Le premier champ de gaz, celui de Tazovski, a été découvert en 1962. Les accumulations commerciales de pétrole ont été établies dans les champs Russe, de Novy Port, de Goubkine et autres.

TRAITS PRINCIPAUX DE L'ARCHITECTURE GÉOLOGIQUE. L'épaisseur de la couverture sédimentaire est supérieure à 400 m. Les dépôts du Jurassique inférieur et moyen sont constitués par l'alternance des grès, des aleurolites et des argilites d'une puissance de 220 à 445 m. Les dépôts du Jurassique supérieur d'une épaisseur allant jusqu'à 100-150 m sont composés d'une assise monotone d'argilites. Les dépôts néocomiens de même que ceux de l'Aptien-Albien-Cénomanien (série pokourienne) s'expriment par une alternance de terrains sablo-aleurolites. Le Pokourien supérieur est composé de dépôts cénomaniens productifs, d'assise uniforme de sables gris souvent argileux. Le rôle de couverture est joué par l'assise sus-jacente de terrains argileux et de gaizes d'âge touronien et paléogène. L'épaisseur de ces dépôts atteint près de 1000 m.

Sous l'angle de la tectonique on distingue les voûtes de Nenetz, de Séverny (Pourovski), de Taz, le mégabombement d'Ourengoï, l'encoche de Pour-Pei et autres. Sur ces éléments s'incrustent des bombements, des soulèvements en dôme et autres accidents structuraux d'ordres mineurs.

POSSIBILITÉS EN GAZ ET EN PÉTROLE. Le complexe productif principal appartient au Valanginien-Cénomanien ; il contient d'abondantes réserves de gaz sous la couverture régionale touronienne-paléogène. Les bonnes

caractéristiques de réservoir des grès de ce complexe (porosité de 26 à 34 %, perméabilité souvent $(3 \div 6) \times 10^{-12}$ m^2 et en moyenne de $(1 \div 1{,}5) \cdot 10^{-12}$ m^2) conditionnent des débits élevés de gaz jusqu'à des millions de cubomètres par jour. Dans le champ Russe on a dégagé dans ces dépôts un gisement de pétrole avec un vaste gas-cap. Dans le champ de Novy Port sont pétrolifères et gazéifères les dépôts valanginiens. Un autre système gazéifère et pétrolifère, du Jurassique inférieur et moyen, est recouvert d'argiles du Jurasique supérieur. De ces dépôts dans les champs de Novy Port et de Taz on a enregistré des afflux commerciaux de gaz ainsi que de pétrole. L'huile légère a été obtenue des dépôts jurassiques dans le champ de Goubkine.

Les gaz des gisements cénomaniens sont presque exclusivement composés de méthane de 98 à 99,6 %. Dans la plupart des champs le condensat est pratiquement absent. Les gaz du gisement valanginien de Novy Port présentent une importante quantité d'hydrocarbures lourds (jusqu'à 9,5 %) et une teneur en méthane jusqu'à 88,5 %. L'huile du champ de Goubkine est légère (0,808 g/cm^3) avec teneur en soufre de 0,11 %, de paraffine de 4,41 %.

LES CHAMPS DE GAZ ET DE PÉTROLE sont rattachés aux plis brachyanticlinaux au pendage doux de plates-formes. Les gisements de gaz sont en amas et sur toute l'aire sont sus-jacents à un aquifère inférieur. Dans le champ de Novy Port les gisements de gaz du Jurassique et du Valanginien sont en couche anticlinale. Les dépôts gazéifères cénomaniens reposent à une profondeur relativement faible de 700 à 1300 m.

Le champ d'Ourengoï (fig. 67) est celui dont les réserves sont les plus grandes. Il correspond à un pli brachyanticlinal de faible pendage de direction méridionale. Le pli est affecté de plusieurs dômes. Ses dimensions dans le toit des dépôts cénomaniens sont de 95 × 25 km, l'amplitude de 180 m, les angles de pente des terrains sur les flancs pas plus de 1°. Le gisement de gaz se rattache aux dépôts cénomaniens recouverts d'une assise argileuse du Touronien épaisse de 570 à 630 m. Le toit des dépôts productifs du Cénomanien se découvre à 1100-1250 m de profondeur. Ils sont constitués d'une alternance de grès, d'aleurolites, d'argiles. Les passées argileuses ne sont pas continues sur toute l'aire, aussi toutes les couches des magasins grès-aleurolites sont hydrodynamiquement liées l'une à l'autre. Leur porosité est de 20 à 35 %, la perméabilité de $(6 \div 10) \cdot 10^{-13}$ m^2. L'épaisseur totale des magasins imprégnés de gaz est dans la voûte de la structure de 80 à 100 m. Le gisement de gaz est d'un rendement élevé. Le gisement est en amas d'une hauteur de 170 m, sur toute l'aire il est sus-jacent à un aquifère inférieur. Un groupe de gisements se rattache à la série Mégion du Crétacé inférieur. La découverte dans les dépôts du Crétacé inférieur de gîtes de pétrole revêt une importance de principe.

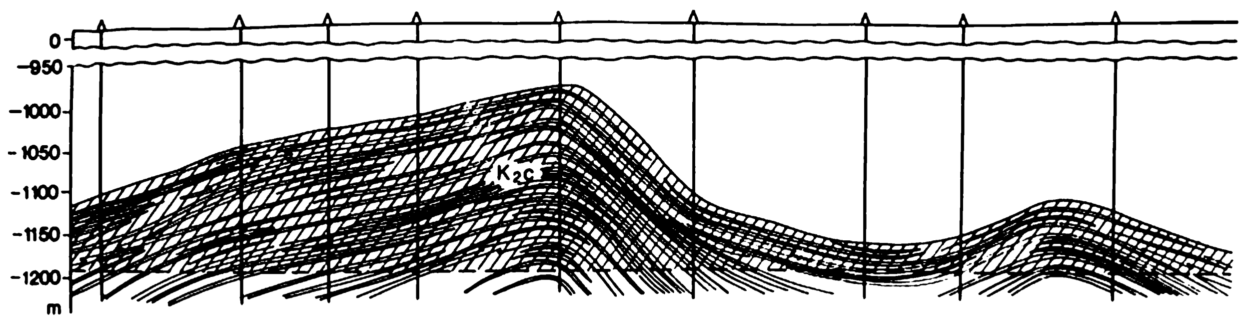


Fig. 67. Coupe géologique de l'assise productive du Cénomanien dans le champ d'Ourengoï

§ 3. Principales régions productrices de pétrole et de gaz en dehors de l'U.R.S.S.

D'importantes réserves de pétrole s'accumulent dans le sous-sol du Moyen-Orient, de l'Afrique du Nord, de l'Amérique du Nord. On a découvert du pétrole dans les pays de l'Asie orientale, de l'Amérique du Sud, de l'Europe occidentale et de l'Australie.

La production industrielle du pétrole a débuté dans le monde aux années 50 du siècle dernier, quand en 1859 aux U.S.A. au nord-ouest de l'état de Pennsylvanie à côté d'une source pétrolière a été foré un puits de 21 m de profondeur et un jet de pétrole s'en est échappé. Dès la fin du XIX s. l'industrie pétrolière commença à se développer avec succès non pas seulement en Amérique du Nord mais également sur les autres continents du monde. L'industrie du gaz est relativement jeune. Dans les années 40 du XX s. le gaz était produit en quantités très minimes.

Les dernières décennies du siècle courant se caractérisent par un impétueux développement de l'industrie pétrolière partout dans le monde. Le niveau élevé de la production de pétrole et de gaz pose devant les pays producteurs de pétrole le problème de compensation des réserves retirées du sous-sol. En conséquence on voit grandir le volume de prospections détaillées. Ces derniers temps les prospections de pétrole et de gaz sont menées non seulement sur le continent mais également au large des côtes dans les mers et les océans. On a découvert des champs de pétrole et de gaz dans le Golfe de Mexique, la mer des Caraïbes, au large des côtes de la Californie et de l'Alaska, dans la mer du Nord, le Golfe Persique, au large des côtes de l'Australie, etc.

On donne dans ce manuel une caractéristique sommaire des régions pétrolifères et gazéifères les plus importantes du monde : U.S.A., Moyen-Orient et Afrique du Nord.

Etats-Unis

Dans l'est et le nord de la plate-forme d'Amérique du Nord la couverture sédimentaire est essentiellement constituée de dépôts paléozoïques, tandis qu'au sud-ouest et au sud elle correspond aux terrains mésozoïques et cénozoïques.

A l'est de l'ancienne plate-forme le long des Appalaches s'étire une flexure bordière Préappalachienne de grande profondeur (fig. 68). A l'ouest elle est limitée par le dôme de Cincinnati. A l'ouest de ce dernier apparaissent les bassins de Michigan et d'Illinois. Encore plus à l'ouest se situe le bassin houiller de Midcontinent qui est limité au sud par le système de structures de Wuchita-Amarillo. Plus au sud apparaît le bassin Permien profondément affaissé qui est limité à l'est par le dôme de Bend.

Au nord-ouest de la plate-forme d'Amérique du Nord la sont situées les régions orogéniques épicratoniques des Rocheuses, tandis qu'au sud-est se dispose la dépression Mexicaine. A l'ouest des Montagnes Rocheuses se trouve la province pétrolifère et gazéifère de Californie.

Au sein de l'ancienne plate-forme d'Amérique du Nord la région pétrolifère et gazéifère la plus importante est le bassin du Midcontinent. La plupart des champs de pétrole et de gaz sont associés aux soulèvements locaux se disposant sur des chaînes de montagnes de granite ennoyées et des grands blocs redressés, aux restes ensevelis d'anciens reliefs ainsi qu'aux pièges stratigraphiques et lithologiques.

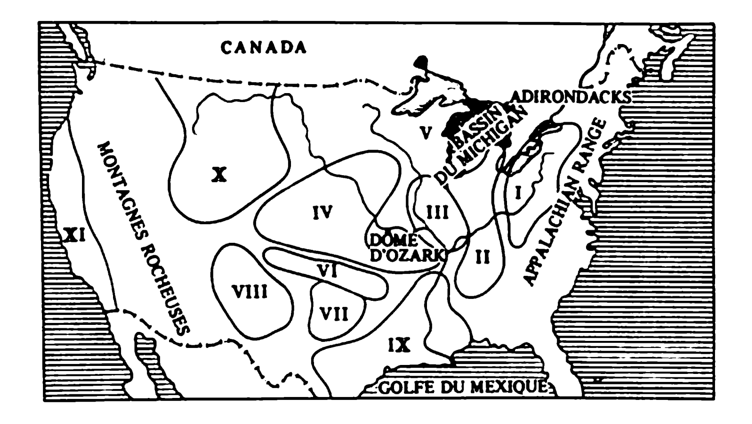
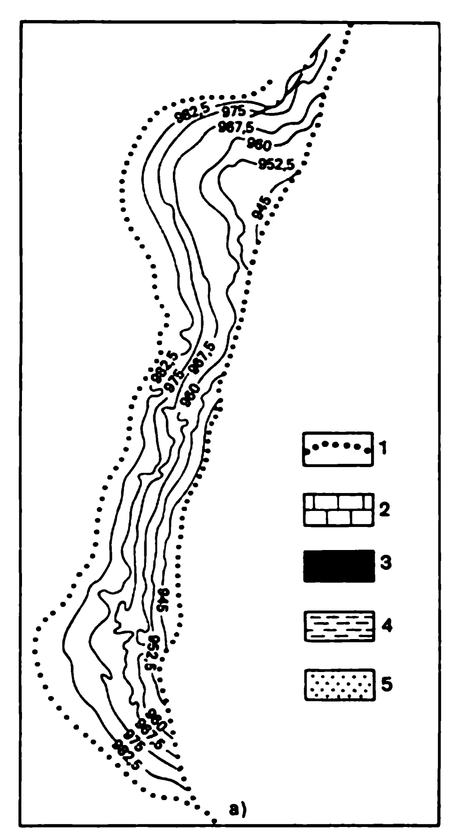


Fig. 68. Carte de l'ensemble de régions pétrolifères et gazéifères des U.S.A.

I, avant-fosse préappalachienne ; *II*, dôme de Cincinnati ; *III*, bassin d'Illinois ; *IV*, Midcontinent ; *V*, bassin de Michigan ; *VI*, région de Wuchita-Amarillo ; *VII*, dôme de Bend ; *VIII*, bassin Permien ; *IX*, dépression Mexicaine ; *X*, montagnes Rocheuses ; *XI*, province Californienne

De grandes accumulations de pétrole ont été dégagées dans le Gulf-Coast. L'épaisseur totale des dépôts mésozoïques et cénozoïques dans la dépression dépasse 10 000 m. Les champs se rattachent aussi bien aux dômes de sel qu'aux anticlinaux associés aux fractures régionales et aux soulèvements en dôme et aux bombements fossilisés. On y a également découvert un grand nombre de gisements dans des pièges litho-stratigraphiques. On connaît en tout dans cette province plus de 1000 champs, dont le champ de pétrole d'East Texas le plus grand au monde.

Le champ d'East Texas (fig. 69) a été découvert en 1930. Il est situé au sein de la grande dépression de Gulf-Coast bordant en arc le nord du golfe de Mexique et est associé au bord ouest du grand soulèvement de Sabine. Les accumulations d'huile ont été découvertes dans les grès de Woodbine



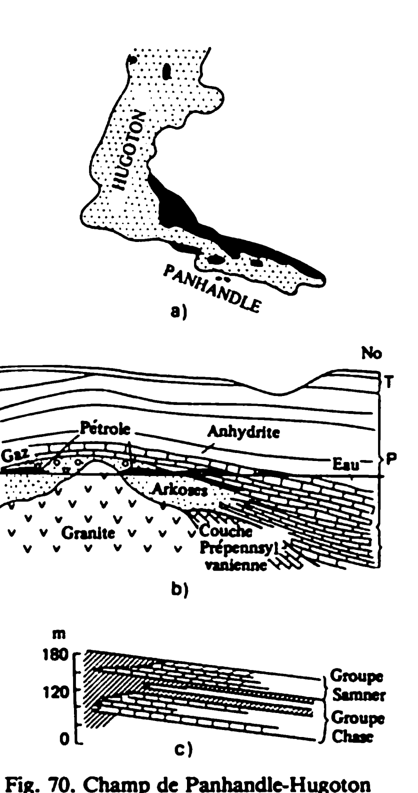


Fig. 70. Champ de Panhandle-Hugoton

a, plan schématique du gisement de gaz à l'anneau d'huile ; *b*, coupe de la structure de Panhandle ; *c*, coupe schématique du gisement par changement de faciès (barrière lithologique) du gisement Hugoton

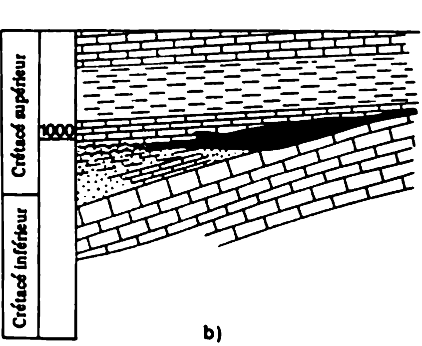


Fig. 69. Champ d'East Texas

a, carte structurale suivant le toit des grès de Woodbine (Crétacé supérieur) ; *b*, coupe géologique. *1*, contour du gisement ; *2*, calcaire ; *3*, pétrole ; *4*, argile ; *5*, grès

du Crétacé supérieur s'inclinant à partir du soulèvement de Sabine vers l'ouest sous un angle de 1°. Les couches-magasins de la série Woodbine présentent une barrière stratigraphique des roches du Crétacé supérieur. Les réserves de pétrole du champ d'East Texas sont estimées à 1 milliard de tonnes. La longueur du gisement par barrière stratigraphique est de 68 km, la largeur moyenne de 8 km, la profondeur de gisement d'environ 1000 m. Les grès Woodbine présentent de hautes caractéristiques de réservoir : la porosité moyenne est de 25 %, la perméabilité moyenne de $1,5 \cdot 10^{-13}$ m^2. On a déjà tiré de ce champ plus de 600 mln. de t de pétrole.

Le champ de Panhandle-Hugoton (fig. 70) est le champ de gaz le plus important des U.S.A. Ses réserves atteignent 2 trillions de m^3. Il se dispose dans les plis Wuchita-Amarillo. La partie orientale du champ (Panhandle) est en rapport avec l'anticlinal au pendage doux, à la base duquel se trouve une saillie granitique du socle recouvert de terrains carbonifères et permiens. La partie nord (Hugoton) est un monoclinal à pendage doux incliné d'angle de 1 à 2° en direction du méridien. Sur l'anticlinal sont gazéifères les granites érodés, les calcaires dolomitisés du Carbonifère supérieur et les dolomies permiennes. Sur le monoclinal le gisement de gaz est en rapport avec les dolomies, les calcaires argileux et oolithiques du Permien inférieur. Le contact gaz-eau est le même pour tout le champ. Sa longueur totale est d'environ 400 km, la hauteur atteignant sur certains secteurs 400 m.

Moyen-Orient

Entre le Tigre et l'Euphrate, région des débuts de la civilisation, le pétrole a commencé à être utilisé depuis quatre millénaires avant notre ère. Les peuples de l'Antiquité utilisaient le pétrole pour l'éclairage et dans la construction. Cette région se caractérise par une concentration exceptionnelle du pétrole dans certains champs.

Les principaux éléments tectoniques de ce territoire sont la plate-forme arabique, les Foot-Hills (l'avant-fosse de Zagros) et l'aire géosynclinale de l'Oman (aire des plissements alpins).

Le flanc géosynclinal des Foot-Hills englobe la plaine de Mésopotamie au nord du Tigre, dans les limites de la Turquie méridionale, de l'Irak septentrional et de l'Iran y compris presque tout le littoral de ce dernier. Il est constitué par un système de plis de direction nord-ouest sud-est qui se divise en deux zones : la zone de plissements intenses et celle de plissements moindres. La zone de faibles plissements à laquelle se rattachent la plupart des champs de l'Iran et de l'Irak est située entre les piedmonts et la partie axiale de la fosse. On y distingue deux complexes stratigraphiques : le complexe carbonaté (Crétacé-Miocène inférieur) et le complexe salifère et détritique (Miocène-Pliocène). L'assise pétrolifère principale est le calcaire récifal d'Asmari (Oligocène-Miocène inférieur), recouvert par l'assise

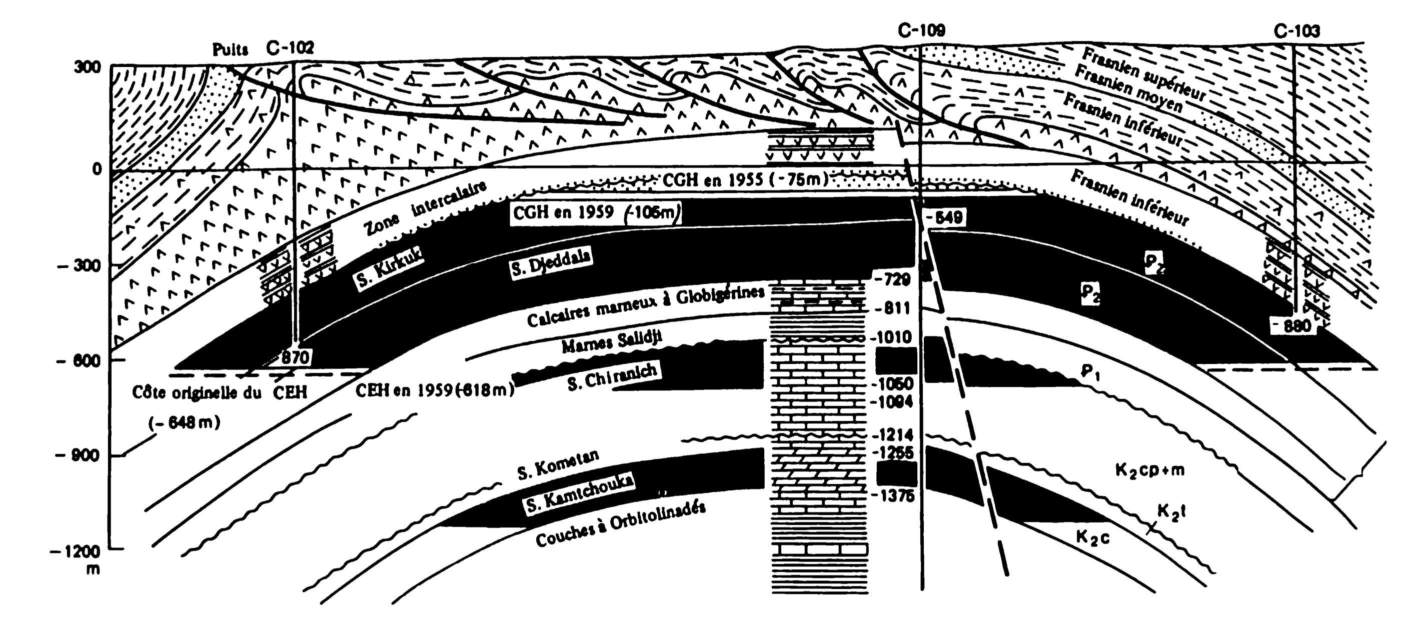


Fig. 71. Coupe géologique du champ de Kirkuk

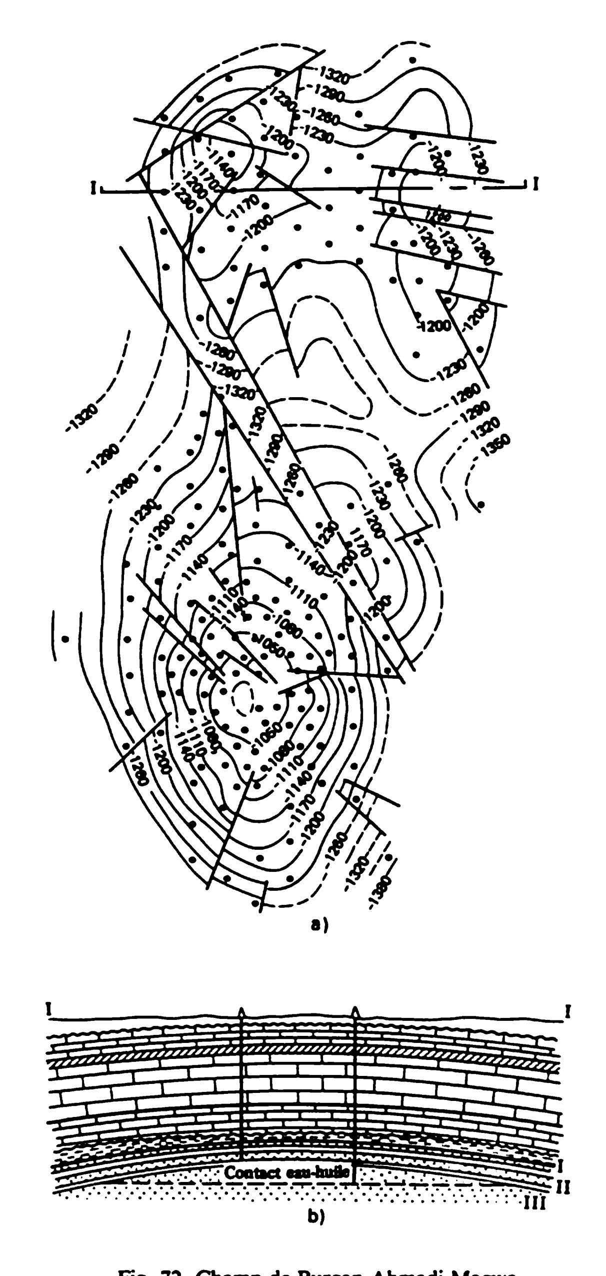


Fig. 72. Champ de Burgan-Ahmadi-Magwa

a, carte structurale suivant le toit des dépôts cénomaniens ; *b*, profil géologique *I-I* de l'aire Burgan : horizons *I* et *II* sont d'âge cénomanien ; *III*, d'âge albien (série Burgan)

salifère du Fars (Miocène- Pliocène). Dans cette partie des Foot-Hills on a découvert plus de 30 champs de pétrole et de gaz dont 12 de dimension gigantesque : Kirkouk (2,2 milliards de t) en Irak ; Marun (1,5 milliard de t), Aga Jari (1,3 milliard de t), Gach Saran (1,2 milliard de t) et autres en Iran. Tous les champs sont en relation avec des plis anticlinaux. Les gisements sont en amas formant des dômes. L'étage pétrolifère et gazéifère s'ouvre à 2300 m.

Le versant cratonique externe des Foot-Hills occupe la plaine de Mésopotamie au sud-ouest du Tigre. On y trouve développés les dépôts paléozoïques, mésozoïques et cénozoïques. Le pétrole et le gaz ont été découverts en quantités importantes dans les dépôts jurassiques et crétacés. Les roches-magasins du Jurassique (séries Jubale et Arab) sont constituées de calcaires par endroits récifaux et oolithiques ; les roches-magasins du Crétacé sont en grès et calcaires (séries Burgan, Zubaïr et Mish-Rif).

Les champs du bord cratonique externe de la flexure bordière sont reliés aux plis anticlinaux au doux pendage dont les angles de pente sont de quelques degrés et la direction presque méridienne (Rumaila, Zubaïr, Bourgan, etc.). Au sein du bord externe de la flexure apparaissent de vastes champs : Burgan-Ahmadi-Magwa (3,5 milliards de t) au Koweït ; Ghawar (plus de 10 milliards de t) en Arabie Saoudite ; Rumaila (3 milliards de t) en Irak, etc.

Le champ de Kirkuk (fig. 71) a été découvert en 1927 ; il est en relation avec l'étroite zone anticlinale longue de 98 km et large de 3 à 3,5 km. Les calcaires d'Asmari (le calcaire principal) contenant les principales réserves de pétrole sont fracturés par des fines fissures, ce qui explique leur grande perméabilité. La profondeur de mise en place des calcaires productifs est de 300 à 800 m.

Le champ de Burgan-Ahmadi-Magwa couvre trois plis anticlinaux (fig. 72). Leur direction est méridienne, les angles de pente ne dépassent pas 3-5°, la hauteur du soulèvement est de 250 m. Les plis sont affectés de failles de faible rejet. Les principales réserves de pétrole sont en relation avec la série Burgan (Albien) constituée de grès avec intercalations argileuses ; son épaisseur est de 250 m. Les couches productives se situent à 1100-1600 m de profondeur. La densité du pétrole est de 0,860 g/cm^3 , la teneur en soufre, de 1,5 %. Les débits d'huile s'élèvent de 1,5 à 2 mille t/jour.

Afrique du Nord

En Afrique du Nord le pétrole et le gaz ont été découverts dans les années 50 du XX s. En Algérie on a dégagé le champ gigantesque de pétrole de Hassi-Messaoud et de gaz de Hassi-R'Mel. Ensuite de vastes champs ont été découverts en Libye.

Le versant nord de la plate-forme Africaine (table Sahara-Libyienne) se situe entre les montagnes de l'Atlas et la Méditerranée au nord et la bande de massifs cristallins et de boucliers au sud. A partir de cette bande les terrains de la couverture sédimentaire ont une inclinaison monoclinale vers le nord, leur épaisseur s'accroît progressivement jusqu'à 7-9 km près des côtes de la Méditerranée. Le socle du versant septentrional est divisé en grands blocs qui s'expriment dans la couverture sédimentaire sous forme de soulèvements. Les dépressions sont remplies par des assises épaisses de dépôts paléozoïques et méso-cénozoïques.

A l'ouest se dégage une vaste synéclise de Sahara d'Ouest que limite au nord le Grand Atlas ; c'est un remplissage pour l'essentiel de sédiments paléozoïques. A l'est sont les dépressions constituant des remplissages pour l'essentiel de terrains mésozoïques et cénozoïques : de Syrte, d'Egypte du Nord et de delta du Nil. Dans la synéclise de Sahara d'Ouest les horizons productifs se rattachent aux dépôts cambriens et triassiques. La plupart des champs sont en relation avec de grands soulèvements témoignant du redressement des blocs du socle. Les angles de pente sur leurs flancs ont quelques degrés et atteignent rarement 12-18°.

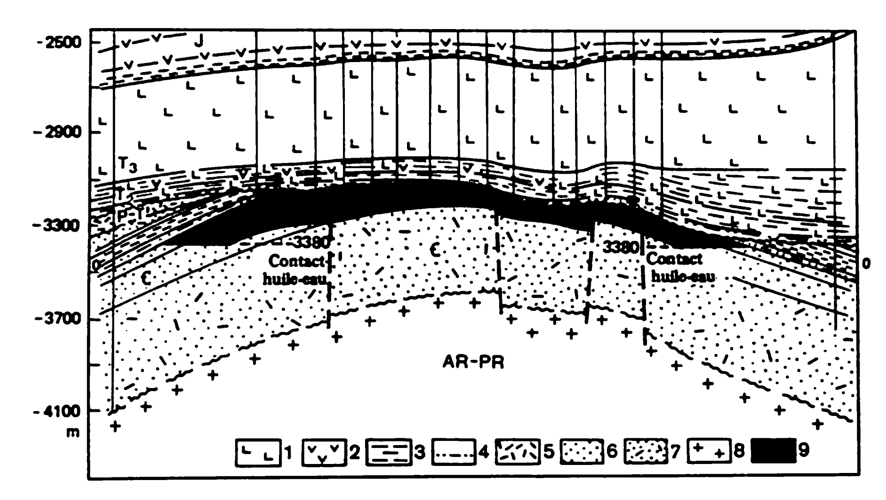


Fig. 73. Profil géologique du champ de Hassi-Messaoud

1, sel ; *2*, gypse, anhydrite ; *3*, argile ; *4*, dépôts gréseux-argileux ; *5*, andésite ; *6*, grès ; *7*, quartzite *8*, granitoïdes ; *9*, pétrole

Le champ de Hassi-Messaoud (fig. 73) se rattache à un vaste soulèvement en dôme (40 × 55 km) avec des angles de pente d'environ 1°. Le pli est affecté de faille de faible rejet. Les accumulations de pétrole et de gaz sont en relation avec les grès d'âge cambrien. La couverture du gise-

ment est une assise argilo-salifère épaisse. Le débit moyen d'huile est de 300 t/jour.

La dépression de Syrte est due à un grand effondrement tectonique. A l'ouest elle est séparée par une bande d'effusions de la synéclise de Sahara d'Ouest et à l'est elle est limitée par la saillie enfouie de Siven. Les possibilités en pétrole du bassin de Syrte est en rapport avec les sédiments carbonatés mésozoïques et cénozoïques. Les champs se rattachent pour l'essentiel aux structures d'encapuchonnement des saillies d'érosion et tectoniques du socle précambrien. Les gisements des couches sableuses et les calcaires récifaux sont généralement en dôme avec contact eau-huile commun. Les champs les plus importants sont ceux de Zelten, d'Intizar, de Sérir, d'Amal. Dans tous ces champs sont pétrolifères les calcaires du Crétacé et du Paléogène. Les débits initiaux d'huile des puits ont été de près de 8 à 10 mille t/jour.

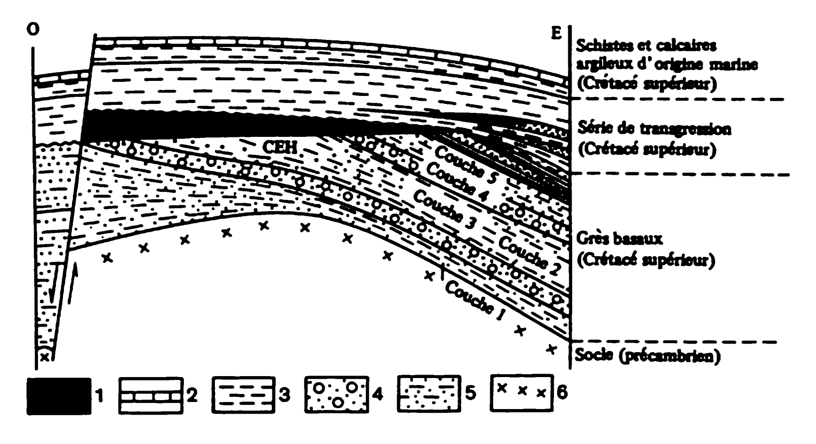


Fig. 74. Coupe géologique du champ de Sérir

1, pétrole ; *2*, calcaire ; *3*, argile et schiste argileux ; *4*, grès ; *5*, grès argileux ; *6*, socle cristallin

Le champ de Sérir (fig. 74) suivant le Crétacé supérieur est un soulèvement à grand rayon de courbure faillé en une série de blocs. Au noyau du soulèvement se trouve un bloc en horst du socle. Sont pétrolifères les grès de base du Crétacé supérieur reposant sur le socle. Le gisement est du type structuro-stratigraphique. Les grès sont recouverts d'une série transgressive de schistes argileux du Crétacé supérieur.

Partie III

Prospection détaillée de champs de pétrole et de gaz

CHAPITRE I

Méthodes des prospections détaillées

Les recherches géologiques de pétrole et de gaz sont organisées dans le but de découvrir les champs de pétrole et de gaz, d'étudier leur architecture géologique, de déterminer leur valeur commerciale, d'estimer les réserves et de préparer à l'exploitation des gisements de pétrole et de gaz. Pour atteindre ces objectifs au cours des recherches géologiques on procède à un ensemble d'études géologiques, géophysiques et géochimiques ainsi qu'au forage de puits. Ces travaux sont accomplis suivant une succession déterminée. Aux différentes étapes des recherches géologiques on recourt aux méthodes d'investigation appropriées et l'on procède à des forages à objectifs déterminés.

§ 1. Méthodes d'études géologiques

Levés géologique et tectogéologique

Les études géologiques des aires pétrolifères et gazéifères débutent généralement par un levé de reconnaissance (par cheminement). Ensuite, on passe au levé géologique de l'aire étudiée. Pour les régions les plus perspectives, où l'on s'attend à la découverte de champs de pétrole et de gaz, on trace des cartes géologiques et structurales.

Les études géologiques par cheminement sont effectuées pour de nouveaux territoires dont l'étude ne fait que commencer. Les itinéraires sont habituellement choisis suivant les directions les plus accessibles mais traversant toutefois les lieux à affleurements marqués des roches en place. Généralement le levé géologique par cheminement est établi suivant le cours de grands fleuves et de leurs affluents. D'après les données fournies par le levé par cheminement on trace une carte géologique schématique sur laquelle on porte toutes les manifestations pétrolifère et gazéifère dégagées au cours du levé par cheminement.

Le levé géologique de l'aire étudiée est exécuté dans le premier stade d'étude géologique à l'échelle de 1/500 000 ou de 1/200 000. Ensuite, on procède à un levé plus détaillé aux échelles de 1/100 000, de 1/50 000 et de 1/25 000. Pour les régions plissées d'architecture compliquée le levé géologique détaillé peut être exécuté à l'échelle de 1/10 000.

Au cours d'un levé géologique direct on étudie tous les affleurements des roches en place ; on décrit les déchaussements ; on mesure les angles de pente et les sens de la direction des couches, des séries, des assises ; on collecte les échantillons de roche pour des analyses pétrographique et paléontologique ; on note les manifestations de pétrole et de gaz ainsi que la bituminosité des roches et on prélève des échantillons de pétrole, de gaz et de bitume pour des essais de laboratoire. La densité des observations sur le terrain est en fonction de l'échelle du levé géologique. Plus l'échelle du levé est élevée plus le nombre d'observations d'un km^2 doit être grand. Si les affleurements sont insuffisants, on décape en certains points les roches en place en recourant à des tailles peu profondes, déblaiements, fossés, puits de petite section, fouilles, forages courts. Sur la base du levé géologique on trace la carte géologique. Cette carte est la représentation graphique de la répartition à la surface du jour de dépôts de différents âges (série, horizons, étages, etc.). Une telle carte est établie sur une base topographique. Avec la carte géologique on établit la coupe des dépôts affleurant sur l'aire du levé ; on construit les coupes géologiques en profil, les cartes de lithofaciès, les cartes de minéraux utiles, des sédiments quaternaires, etc. D'après la carte géologique on est en mesure d'apprécier l'architecture géologique de l'aire cartographiée.

Pour la détermination plus précise du plan structural de l'allure des roches et du tracé détaillé des anticlinaux, de dômes et d'autres formes en relief on utilise le levé tectogéologique. Dans le levé tectogéologique on détermine en plusieurs endroits de l'aire cartographiée au moyen d'instruments géodésiques (théodolite, planchette, niveau, etc.) les côtes de l'allure des couches bien suivies (de repère). D'après les couches repères on construit les cartes structurales. Avec le levé tectogéologique un rôle particulièrement important acquiert le choix de l'horizon repère. Il doit se dégager nettement dans la coupe et être suivi tout au long de l'aire du levé. Outre la carte structurale on trace la carte géologique ainsi que tous les autres dessins graphiques exigés par le levé géologique. Le levé tectogéologique est habituellement exécuté à l'échelle de 1/50 000, de 1/25 000 et de 1/10 000 et présente tous les traits d'un levé détaillé.

Dans les régions géosynclinales on est en mesure de procéder à des forages de reconnaissance profonds sur la base du levé tectogéologique.

Forage structural

L'utilisation de forages courts à des fins d'établissement de cartes a permis d'élever la précision du levé tectogéologique, toutefois, elle ne garantissait pas la fiabilité du forage de reconnaissance profond surtout dans les régions de plates-formes à affleurement insuffisant des roches en place et à

faibles angles de pente de même que dans les régions à architecture complexe de géosynclinaux très disloqués. C'est pourquoi on a décidé de forer des puits plus profonds pour le tracé de cartes d'aires sur la base d'un ou de deux horizons pouvant être suivis sur toute l'aire étudiée. Les puits forés pour l'établissement de cartes structurales en s'appuyant sur des horizons repères situés à de grandes profondeurs ont reçu le nom de sondages ou de puits structuraux.

En fonction de l'architecture géologique de l'aire cartographiée et de la profondeur de l'horizon repère on détermine la profondeur du puits structural, leur nombre et l'emplacement sur l'aire. La profondeur des puits structuraux est habituellement de 100 à 800 m, quelquefois davantage. Les puits sont en règle générale implantés en séries transversales à la direction de la structure. La distance entre les profils est de 1,5 à 2 fois plus grande que celle entre les trous de sondage sur les profils. La densité des puits structuraux peut varier. Actuellement dans nombre de régions de la Tatarie, de la Bachkirie et de la région de Kouïbychev la densité des puits structuraux atteint jusqu'à un puits par 3-5 km^2 et même plus.

Pour l'établissement d'un forage de structure on se base sur les données du levé tectogéologique. On implante d'abord les puits structuraux sur les éléments en relief (anticlinaux, brachyanticlinaux, dômes, etc.) dégagés par le levé tectogéologique. La partie principale des puits structuraux est implantée sur les secteurs relevés pour préciser la position de la voûte ou de la ligne axiale du pli. Entre les anticlinaux, dans la zone synclinale, les puits structuraux doivent être plus espacés.

Dans les régions à architecture plus complexe le forage structural est associé à la prospection sismique ou aux méthodes géochimiques. Avec l'association du forage de structure à la prospection sismique l'aire préparée au forage profond est simultanément étudiée par la méthode de prospection sismique pour les horizons très profonds et le forage de structure jusqu'à la première surface de séparation rigide. Dans ce cas les sondages permettent de déterminer la position structurale de la surface de séparation rigide et la caractéristique de vitesse des terrains situés au-dessus de cette surface. Cela permet en utilisant la prospection sismique de tracer avec plus de précision la carte du plan structural des principaux horizons sur lesquels sera orienté le forage de reconnaissance.

Avec l'association du forage de structure aux méthodes géochimiques de recherche on effectue dans les puits structuraux des études géochimiques spéciales. Le plus rentable est d'associer le forage de structure au levé d'hydrocarbures gazeux.

Pour l'étude de la coupe de puits structuraux on y procède à la prise de carotte et de déblais, aux investigations géophysiques de chantier, aux observations sur les manifestations de pétrole, de gaz et d'eau. Dans les

premiers puits forés sur de nouvelles aires d'une région peu étudiée on recommande de prélever les carottes le long de toute la voûte, dans les suivants la carotte ne doit être prise que dans l'intervalle de la coupe où ont été dégagés les horizons repères. Les investigations géophysiques de chantier ne comportent en règle générale que la diagraphie électrique à l'échelle de 1/500. Au cas de grandes profondeurs des puits ou de coupe géologique complexe on recourt quelquefois aux méthodes radioactives.

§ 2. Méthodes d'investigations géophysiques

Les méthodes d'investigation géophysiques dans les recherches de gisements de pétrole et de gaz et dans l'étude de l'architecture géologique des régions pétrolifères et gazéifères s'appuient sur l'étude et l'analyse des champs physiques reflétant les différentes particularités de l'arrangement de l'écorce terrestre. Avec les investigations géophysiques on étudie les champs naturels de l'écorce terrestre, les champs magnétique, de gravitation, thermique, radioactif ainsi que les propriétés électriques élastiques des roches. Sur l'utilisation des champs naturels se basent les méthodes principales de prospections gravimétrique, magnétique et électrique (des courants telluriques), de même que la géothermie et la diagraphie radioactive. Les propriétés électriques et élastiques des roches sont étudiées au sein d'un champ artificiel créé en recourant à des procédés techniques spéciaux. L'étude du champ artificiel est à la base des prospections sismique et électrique. Le pouvoir de résolution de ces méthodes est beaucoup supérieur à celui des méthodes s'appuyant sur l'étude des champs naturels.

Prospection gravimétrique

La gravimétrie se base sur l'étude du champ de la pesanteur au moyen d'un appareillage spécial, les gravimètres. L'intensité du champ de gravitation de la Terre est mesurée dans le système SI en m/s^2. D'après les données de la gravimétrie on trace la carte du champ de gravitation en isoanomales. Sur les cartes gravimétriques (fig. 75) on distingue les anomalies maximales et minimales de la pesanteur et les zones aux gradients élevés correspondant sur les cartes aux resserrements d'isoanomales.

Les anomalies du champ de gravitation sont en fonction de la distribution de la masse des roches relativement légères et lourdes. La montée de la limite de roches moins denses au sein des plus denses définit le minimum de la force de pesanteur ; l'enfoncement de cette limite, son maximum. C'est ainsi que la percée d'un amas de sel au sein de roches terrigènes marque le minimum de la force de la pesanteur. Les zones de gradient élevé correspondent aux contacts tectoniques ou sédimentaires de roches aux densités différentes.

Le champ de gravitation subit l'influence non seulement de la couverture sédimentaire et des particularités de son arrangement mais également celle de la profondeur du socle et de l'hétérogénéité de composition de ce dernier. Par conséquent, le champ de gravitation doit être considéré comme une somme de champs anomaux engendrés par des facteurs variés. D'où la difficulté de traduction géologique de champs de gravitation. Leur exploitation correcte nécessite le recours à d'autres investigations : les prospections magnétique, sismique, le forage profond, etc.

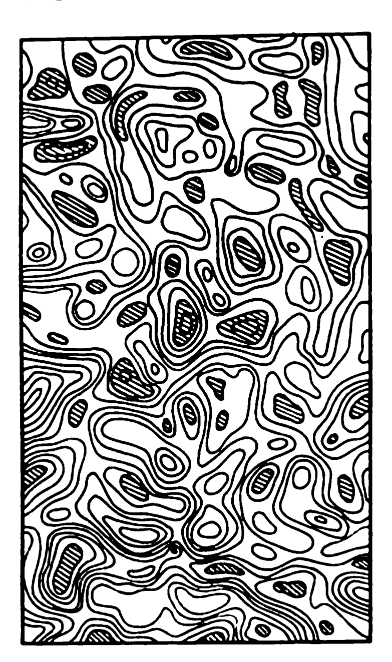


Fig. 75. Carte gravimétrique d'un territoire à dôme de sel (d'après A. Malovitchko)
La coupe des isoanomalies est de 0,004 cm/s^2. Les aires des minimums sont hachurées

Avec des travaux régionaux la gravimétrie utilise les échelles de 1/1 000 000-1/200 000. Pour le tracé des cartes à ces échelles la distance entre les points d'observation doit être de 2 à 4 km. Le levé gravimétrique détaillé s'effectue aux échelles de 1/100 000-1/25 000 avec une densité plus resserrée des points d'observation.

Pour le dégagement et l'étude détaillée des dômes de sel, des édifices récifaux ou d'autres formes structurales au dessin net on recommande de recourir aux levés gravimétriques très détaillés.

Prospection magnétique

La méthode magnétométrique se base sur l'étude des anomalies du champ magnétique. Ces anomalies puisent leurs sources dans les propriétés

magnétiques différentes de roches de l'écorce terrestre. La formation d'un champ anomal est due à l'hétérogénéité magnétique des roches du socle cristallin, vu que l'assise sédimentaire ne comporte pas en général en son sein de roches capables de perturber le champ magnétique terrestre. Le champ magnétique est également influencé par la pénétration dans l'assise sédimentaire de corps intrusifs et effusifs de composition essentiellement basique. Actuellement on utilise à ces fins le levé aéromagnétique.

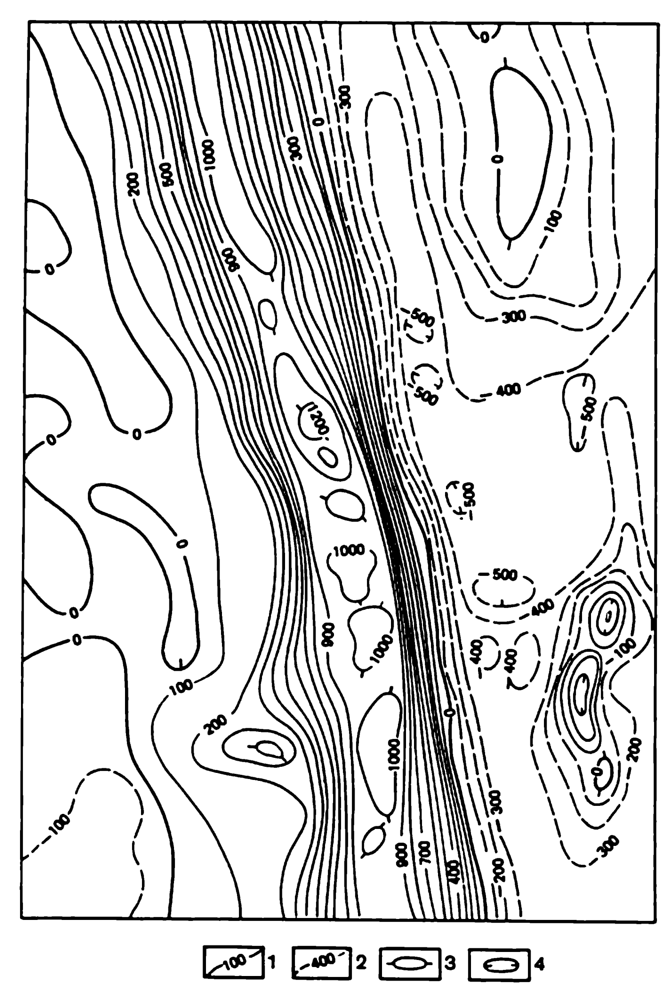


Fig. 76. Carte des ΔT établie sur la base des données du levé aéromagnétique

Isolignes : *1*, positives ; *2*, négatives ; *3*, des maximums magnétiques ; *4*, des minimums magnétiques

Les appareils servant aux mesures du champ magnétique s'appellent magnétomètres. Les mesures se font continuellement suivant des itinéraires assignés de vol d'avion. Généralement le levé est effectué à l'échelle de 1/200 000, les distances entre les bandes de vol étant de 2 à 4 km et l'altitude de vol de 0,5 à 1,0 km. L'intensité du champ magnétique est mesurée dans le système SI en A/m. Sur les cartes du levé aéromagnétique le champ magnétique anomal est figuré par des isolignes de valeurs égales du vecteur contrainte ΔT (fig. 76).

Les propriétés magnétiques des roches du socle des plates-formes sont plus variées que leurs caractéristiques de densité, aussi les cartes magnétométriques sont-elles plus différenciées que les cartes gravimétriques.

Si l'assise sédimentaire est très épaisse dans les géosynclinaux et les flexures bordières, le champ magnétique devient plus uniforme. Les anomalies géomagnétiques des flexures témoignent généralement d'intrusions basiques pénétrant profondément au sein de la couverture sédimentaire. Habituellement ces anomalies se présentent en chaîne. Sur la plate-forme les anomalies magnétiques constituent généralement des systèmes complexes d'après lesquels on est en mesure de diviser le socle en blocs. Ces blocs se différencient par leur structure intime, l'âge de consolidation, la profondeur de la section, etc.

D'après les données du levé magnétique il est possible d'apprécier de façon suffisamment précise la profondeur de mise en place de corps perturbant le champ magnétique. On a ainsi la représentation de l'épaisseur de la couverture sédimentaire. Les cartes magnétométriques peuvent également fournir des données précieuses à l'étude des formes structurales de la couverture sédimentaire. D'après les éléments de la structure intime du socle et de sa profondeur on est en mesure de dégager les antéclises, les synéclises, les dômes, les bombements et les flexures régionales.

Les observations gravimétriques et magnétométriques sont utilisées pour le tracé des schémas tectoniques de grandes régions.

Prospection électrique

Au cas de la prospection électrique ce sont les horizons salifères, sulfatés et carbonatés qui deviennent des objets d'étude. Les terrains qui les composent se caractérisent par une grande (infiniment grande) résistivité. L'objet d'investigation peut également être la surface du socle cristallin.

Dans la prospection électrique on étudie aussi bien les champs électromagnétiques naturel qu'artificiel.

Le champ électromagnétique naturel est utilisé dans la méthode des courants telluriques (CT), le profilage magnétotellurique (PMT) et le son-

dage magnétotellurique (SMT). Ces méthodes permettent d'étudier le champ de contraintes variable de courants dits telluriques, dont la nature est en rapport avec l'activité du rayonnement solaire.

La méthode des courants telluriques permet d'apprécier la profondeur du socle et l'épaisseur de la couverture sédimentaire. Les observations de cette méthode sont portées sur les cartes et les profils d'intensité moyenne du courant. La position élevée des horizons de haute résistance est marquée par le maximum d'intensité des courants, leur enfoncement témoigne du minimum de cette dernière. Cette méthode peut être utilisée au dégagement et au tracé des cartes de soulèvements locaux d'horizons de basse résistance. L'efficacité des méthodes des courants telluriques et du sondage magnétotellurique devient plus grande si les roches sédimentaires se trouvant au-dessus du sel ou du socle présentent une grande résistivité électrique et sont relativement uniformes.

Les méthodes de diagraphies verticale et dipôle (DEV, DED) et de profilage électrique se basent sur l'étude des champs créés artificiellement par des courants continus. Ces méthodes sont utilisées aussi bien dans les investigations régionales que pour le tracé des cartes de structures locales. Elles fournissent de bons résultats lorsque les horizons repères électriques sont de haute résistivité et sont situés à des profondeurs relativement faibles, jusqu'à 1 km.

Méthodes de prospection sismique

Les méthodes de prospection sismique se fondent sur l'étude de la nature de propagation d'ondes élastiques au sein d'assises de roches. Elles sont amorcées par des explosions ainsi qu'au moyen de sources non explosives (dynodes sismiques et vibrateurs sismiques) et sont enregistrées par des appareils spéciaux, les séismographes.

Les méthodes de prospection sismique varient suivant les ondes utilisées. Dans un cas sont enregistrées les ondes réfléchies par la surface de séparation (la frontière) des roches de différente rigidité acoustique, dans l'autre, les ondes réfractées. La première de ces méthodes est appelée méthode d'ondes réfléchies (MOR), la seconde, méthode corrélationnelle d'ondes réfractées (MCOR). Chacune de ces méthodes présente des modifications variant par le mode d'amorçage et d'enregistrement des ondes ainsi que par le procédé de traitement des données obtenues.

La méthode d'ondes réfléchies (méthode par réflexion) est utilisée pour l'étude de surfaces de séparation réfléchissantes au sein de la couverture sédimentaire et permet de dégager et de cartographier différentes formes structurales de l'assise sédimentaire. Par la méthode corrélationnelle de réfraction sont étudiées les surfaces du socle et des sections plus profondes

de l'écorce terrestre. Elle est principalement utilisée dans les études régionales.

Les observations sismiques sont conduites suivant une maille de profils. Aux cas où on n'a pas décelé sur le territoire étudié de soulèvements par d'autres modes d'investigation (levé géologique, prospection électrique, etc.), les profils sismiques sont disposés suivant une maille lâche (jusqu'à 10 km) qui se resserre dans les zones où s'ébauchent des formes structurales positives. Pour des investigations détaillées la maille utilisée présente des profils distants de 2 à 3 km. La plus grande partie des profils est orientée transversalement à la direction des structures hypothétiques ou identifiées. Une partie des profils est longitudinale ou de liaison. Ces derniers permettent de coordonner les données obtenues par tous les profils sismiques. Sur la base des résultats obtenus on trace les cartes-croquis et des cartes structurales d'après les horizons repères. Le temps de passage de l'onde de l'horizon repère à la surface du jour est recalculé en fonction des vitesses de propagation d'ondes élastiques. Cela permet d'établir les cartes structurales d'après les horizons sismiques repères. Les cartes de temps sont des cartes d'isochrones, les cartes structurales des cartes d'isolignes. Suivant l'investigation en détail les cartes sont tracées à 1/25 000 ou 1/50 000.

Actuellement on aborde dans les régions pétrolière et gazière l'étude des étages structuraux inférieurs, se disposant au-dessous des discordances régionales, des assises salifères épaisses, ainsi que des zones de biseautage dans le but de rechercher les pièges non structuraux. Pour résoudre ces problèmes complexes il est nécessaire d'élever la précision et la profondeur de prospections sismiques mises en œuvre. Pour augmenter l'efficacité des prospections sismiques chargées de résoudre ces problèmes compliqués il faut en premier lieu perfectionner les méthodes et les techniques des prospections sismiques.

Actuellement la plupart des investigations sur le terrain sont mesurées en groupant les appareils enregistreurs ou les trous d'explosion. On utilise largement les observations répétées suivant les profils (méthode du point profond commun, MPPC). Pour les régions à architecture compliquée avec d'importants angles de pente des roches on utilise la méthode de réception dirigée (MRD) et l'holographie (étude de la propagation tridimensionnelle des ondes). En cas de conditions orohydrographiques compliquées on utilise le procédé des profils « cassés ».

Pour augmenter la précision des prospections sismiques on a organisé en U.R.S.S. des stations sismiques à enregistrement magnétique, installé des stations sismiques numériques et dans le traitement des données sismiques utilisé des calculatrices électroniques.

Ajoutons que la prospection sismique par le pouvoir de résolution, la profondeur d'investigation et la multiplicité de problèmes susceptibles d'être résolus occupe la première place parmi les méthodes géophysiques.

§ 3. Etudes radiométriques

La radiométrie utilisée comme méthode de prospection se base sur l'étude d'émissions des roches et des sols engendrées par la désagrégation pour l'essentiel naturelle d'éléments radioactifs de la famille de l'uranium et du thorium, ainsi que de l'isotope radioactif du potassium.

En règle générale les gisements de pétrole et de gaz se manifestent dans la décroissance régulière de l'activité γ des dépôts superficiels. La nature des anomalies radioactives au-dessus des champs de pétrole et de gaz n'a pas encore été établie.

Les éléments naturellement radioactifs se trouvent dans les roches pédogénétiques et les sols en quantités infimes (de l'ordre de clarks) et pour enregistrer leur radiation il est nécessaire de créer un appareillage de haute sensibilité et de grande précision. Il est important de souligner que les mesures d'éléments du groupe de l'uranium en gisement naturel sont pratiquement impossibles. Aussi détermine-t-on à l'aide d'un appareillage spectrométrique à rayonnement gamma le thorium, le potassium et le radium, quant à la teneur en uranium, elle est calculée en fonction du radium en supposant que ces éléments sont contenus dans les sols en équilibre radioactif.

La première étape des investigations radiométriques est le levé aérospectrométrique gamma réalisé sur toute l'aire étudiée. Pour effectuer le levé on utilise les stations du type ASG-48 transportées par avions ainsi qu'un outillage complémentaire : radioaltimètre, traceur de route, etc. Le choix d'itinéraires pour le levé est fonction de l'orientation supposée d'éléments de géostructures. L'échelle la plus rationnelle du levé est de 1/100 000 ou de 1/50 000 ; l'altitude maximale de vol est de 40 ± 5 m ; la vitesse de vol en moyenne de 160 km/h.

L'étape suivante d'investigations sont les travaux spectrométriques gamma terrestres sur automobile à l'aide des stations AGS-3M transportées par camions. Les travaux terrestres s'accompagnent de la prise d'échantillons aux points d'observation pour des déterminations chimiques de contrôle suivantes des éléments radioactifs. Le levé est effectué de préférence par maille d'itinéraires parallèles tous les 0,5-1,0 km avec points d'observation tous les 250-500 m.

Pour le traitement des données d'études spectrométriques gamma on se sert couramment de l'appareil mathématique et des calculatrices modernes. Les données des levés sont portées sur les cartes d'isoteneur en uranium (radium), thorium, potassium et du rapport thorium-uranium (radium).

§ 4. Méthodes géochimiques

L'objectif des méthodes géochimiques de prospection des champs de pétrole et de gaz est d'établir la présence ou l'absence de gisements de pétrole et de gaz en s'appuyant sur les investigations géochimiques de couches se trouvant relativement près de la surface du jour. Ces études sont mises en œuvre au cours des levés d'hydrocarbures gazeux et microbiologique. Une place importante dans les prospections géologiques revient aux méthodes géochimiques lorsqu'on procède à des recherches de gisements lithologiques et stratigraphiques surtout dans les conditions de disposition monoclinale des roches.

Méthode de diagraphie des gaz

Le levé d'hydrocarbures gazeux s'appuie sur les possibilités de migration verticale de gaz et de vapeurs d'hydrocarbures liquides des gisements de pétrole et de gaz à travers l'assise de roches jusqu'à la surface terrestre par filtration et diffusion.

A la première étape de la mise en œuvre du levé d'hydrocarbures gazeux son application consistait dans la prise d'échantillons d'air du sol des profondeurs de 2-3 m. Ensuite, on passe à la prise d'échantillons de roches de la même profondeur avec leur dégazage successif. Sur la base des données ainsi obtenues on trace des cartes d'imprégnation en gaz des roches dans l'objectif de localiser les anomalies.

A mesure que s'accumulaient les matériaux de levé d'hydrocarbures gazeux, il s'est avéré que l'intensité de migration d'hydrocarbures variait suivant les conditions géologiques. Dans les régions à activité sismique élevée les anomalies gazeuses se manifestent de façon plus nette. Là où la pénétration des gaz dans les couches supérieures est freinée, les anomalies gazeuses deviennent floues ou se distinguent peu du fond général et on ne peut les dégager qu'aux niveaux plus profonds de la coupe. Cela a obligé à mettre en œuvre un levé profond d'hydrocarbures gazeux appelé détection du gaz sur carotte. Dans la détection du gaz sur carotte on effectue une prise continue de boue de forage. Outre l'étude des boues de forage on détermine sélectivement dans ces trous la saturation en gaz des roches. La profondeur d'appréciation de la saturation en gaz se détermine pour chaque région compte tenu de son architecture et constitue de 150 à 600 m.

Méthode microbiologique

La méthode microbiologique s'appuie sur la faculté de certains groupes de microorganismes d'absorber les hydrocarbures en les oxydant et en utilisant l'énergie d'oxydation dans leur activité vitale. Les bactéries consommant les hydrocarbures se propagent partout où se trouvent des hydrocarbures gazeux, c'est-à-dire dans les sols, les roches en place, dans les eaux

d'horizons aquifères situées au-dessus des gisements de pétrole et de gaz. Les études des eaux souterraines et des échantillons de roches retirés des puits ont montré qui l'oxydation microbiologique d'hydrocarbures gazeux est la plus active près de la surface terrestre dans la zone d'altération, bien que quelquefois le phénomène peut être suivi à de grandes profondeurs.

Dans les travaux de reconnaissance un rôle principal revient au levé hydrographique dont l'objet est l'étude des eaux de sous-sol et de gisements. La méthode consiste dans la prise d'eau stérile et dans l'analyse suivante des échantillons d'eaux de fontaines, de sources et de puits artésiens. Si nécessaire, en cas d'absence de source d'eau, on fore des puits spéciaux pour le prélèvement d'eau. Ce levé est habituellement accompagné du levé d'hydrocarbures gazeux ainsi que d'investigations hydrochimiques des eaux.

Pour des études plus détaillées on procède au levé des terrains du sous-sol qui consiste à prélever des échantillons de sédiments d'au-dessous du sol pour leur analyse suivante à des fins de détection de bactéries oxydant le méthane, le propane et le butane. Les échantillons sont pris dans des trous spécialement forés de 2 à 3 m et plus de profondeur ainsi que dans des fosses et des fouilles. Les puits sont implantés suivant des profils orientés transversalement à la direction supposée des structures. Généralement la distance séparant les profils est de 500 m à 2 km, tandis qu'entre les puits elle varie de 100 à 500 m et plus. La profondeur des puits est également fixée pour chaque région en fonction de l'intensité des phénomènes biochimiques et autres se déroulant dans les horizons supérieurs. Le prélèvement de roches des puits s'effectue soit directement du trépan, soit au moyen d'un arrache-carotte spécial avec observation des règles de stérilisation. Habituellement on prélève des différentes profondeurs plusieurs échantillons pour des analyses de gaz et microbiologique.

L'objectif final des études microbiologiques, quelque soit la méthode utilisée et les techniques mises en œuvre, consiste en premier lieu à définir sur l'aire du levé les secteurs aux valeurs anomales d'indices d'hydrocarbures et, en second lieu, à déterminer la corrélation possible de ces anomalies avec les gisements de pétrole et de gaz de valeur commerciale. Le premier objectif est atteint simultanément avec le levé d'hydrocarbures gazeux et la détection de gaz sur carotte, tandis que le second à l'étape finale des travaux avec l'interprétation géochimique et géologique des résultats obtenus.

§ 5. Forage profond

Les puits profonds suivant la fonction du forage se répartissent en catégories suivantes.

Les *puits d'information* sont forés pour l'étude de l'architecture géologique et des conditions hydrogéologiques de grandes régions géostructura-

les dans l'objectif de déterminer les perspectives pétrolifères et gazéifères et de fixer les premières orientations des prospections géologiques. Les puits *de référence* sont forés pour l'étude de l'architecture géologique profonde et l'estimation comparée des perspectives pétrolifères et gazéifères des zones d'accumulation d'huile et de gaz afin de dégager les régions présentant des perspectives pour des prospections géologiques, ainsi que pour obtenir les paramètres exigés pour l'interprétation des données d'investigations géophysiques. Les puits de *reconnaissance* sont forés sur les aires préparées aux travaux de reconnaissance géologique dans l'objectif de découvrir de nouveaux champs de pétrole et de gaz. Les puits de reconnaissance sont aussi placés dans les champs découverts antérieurement pour la recherche de nouveaux gisements de pétrole et de gaz. Les puits *d'exploration* sont forés sur les aires à possibilités commerciales en pétrole et en gaz établies pour la préparation du gisement à l'exploitation industrielle.

CHAPITRE II

Etapes et stades des prospections détaillées

Tout le processus des prospections géologiques de pétrole et de gaz se partage en deux étapes : la reconnaissance et l'exploration. L'étape de reconnaissance comprend le système d'études du territoire pétrolifère et gazéifère précédant la détection des champs de pétrole et de gaz et aboutissant à leur découverte. A l'étape d'exploration on délimite les gisements de pétrole et de gaz dégagés et on effectue les investigations préparant le champ à l'exploitation industrielle.

L'étape de reconnaissance se divise en trois stades : les prospections géologiques et géophysiques régionales, la préparation d'aires en recourant aux méthodes géologiques et géophysiques au forage de reconnaissance et le forage de reconnaissance.

§ 1. Prospections régionales

Au premier stade de l'étape de reconnaissance on effectue des investigations régionales de nouveaux territoires encore peu étudiés considérés d'après les données géologiques générales comme présentant des perspectives pétrolières et gazières. L'objectif de ces travaux est l'étude des traits généraux de l'architecture géologique du nouveau territoire, l'estimation de ses possibilités en pétrole et en gaz et le dégagement des zones d'accumulation probable de pétrole et de gaz. Durant ce stade on procède aux investigations géologiques, géochimiques et géophysiques régionales ainsi qu'au forage de puits d'information et de référence. Les études régionales peu-

vent être menées non seulement dans les régions inconnues ou peu connues mais également dans les régions productrices de pétrole et de gaz.

Au cours des études régionales les problèmes suivants doivent être résolus :

1) établis la lithologie et l'âge des assises sédimentaires, leur épaisseur, ainsi que les modifications de faciès, les principaux étages structuraux ;

2) dégagés et étudiés les ensembles pétrolifère et gazéifère probables, les roches-magasins, les couvertures, les assises-mères pétrolifères possibles ;

3) définie l'architecture tectonique régionale du socle et de la couverture sédimentaire, reconnus les rapports mutuels entre les étages structuraux, les zones de discordance stratigraphique et de biseautage des couches et des assises, les types de pièges probables pour la mise en place du pétrole et du gaz ;

4) étudiés les suintements et les indices superficiels de pétrole, de gaz, de bitumes et d'eau dans les puits d'information et de référence ;

5) dégagées les zones probables d'accumulation de pétrole et de gaz ;

6) fournies les prévisions pétrolières et gazières ;

7) définis les objectifs de première urgence des recherches suivantes ;

8) fixés le système le plus rationnel de recherches géologiques, géophysiques, géochimiques et de forages, ainsi que la méthode de leur exécution au second stade de l'étape de reconnaissance.

Dans les régions où la production d'huile est développée l'exécution de prospections régionales s'avère nécessaire lorsqu'est entreprise la prospection d'étages structuraux inférieurs de même qu'avec la réorientation des travaux de reconnaissance sur de nouveaux édifices tectoniques.

Au cours des prospections régionales on entreprend les études suivantes :

1) géologiques : levés par cheminement et à petite échelle (de 1/500 000 et de 1/20 000) ;

2) géophysiques : levés aéromagnétique et gravimétrique (à l'échelle de 1/1 000 000, de 1/500 000, de 1/200 000), études sismiques par les méthodes corrélationnelles d'ondes réfractées et d'ondes réfléchies suivant des profils ; prospection électrique par la méthode des courants telluriques ;

3) géochimiques : études des sources naturelles, des puits et des sondages pour l'appréciation de la composition géochimique et bactériologique des eaux ; études des suintements d'huile et des émanations de gaz, ainsi que d'indices de roches bitumineuses ;

4) le forage de puits : d'information et de référence.

Les études régionales doivent s'accompagner d'un traitement scientifique au laboratoire de toute l'information recueillie sur le terrain. Il est recommandé de procéder à une interprétation simultanée des études géologiques, géophysiques et géochimiques.

L'étape finale des études régionales et de leur généralisation scientifique est l'estimation des perspectives pétrolifères et gazéifères du sous-sol. Cette estimation est produite pour *chaque* zone tectonique et stratigraphique. L'aboutissement des prospections régionales sont la fixation des orientations de première urgence des travaux de reconnaissance, des objectifs de ces derniers ainsi que la formulation de recommandations en matière de méthode de leur application.

§ 2. Stade de préparation d'aires (structures) au forage de reconnaissance profond

Au deuxième stade de l'étape de reconnaissance on effectue des études géologiques, géochimiques et géophysiques plus détaillées sur des territoires relativement réduits dans le but de dégager et de préparer les aires au forage profond. Sur la base des résultats obtenus à ce deuxième stade on précise les prévisions faites pour le territoire, on calcule les réserves probables (catégories C_2) et l'on fournit des recommandations sur le forage de puits de reconnaissance.

En organisant les travaux de reconnaissance on se pose pour premier objectif la découverte de gisements de pétrole et de gaz du type structural. Des difficultés importantes surgissent au cours du dégagement et de la préparation de structures dans les étages structuraux inférieurs de la couverture sédimentaire, surtout en cas de non-coïncidence de plans structuraux. La préparation des structures s'avère des plus délicates quand on se réfère aux dépôts subsalifères.

Le deuxième stade des travaux de reconnaissance comprend deux processus successifs. D'abord on dégage les structures, ensuite on les cartographie en détail en préparant l'aire à l'implantation de puits de reconnaissance.

Pour détecter les structures on utilise le levé tectogéologique, la prospection gravimétrique détaillée et la prospection électrique. Au cours de ces travaux un vaste territoire faisant l'objet de reconnaissance est soumis à l'étude. Ensuite, dans les limites des structures dégagées on applique des méthodes d'étude plus fines, permettant le tracé des cartes détaillées de structures sur la base d'horizons repères fiables : forage de structure ou prospection sismique. Ces méthodes sont également utilisées pour la recherche de structures dans les régions où le levé tectogéologique s'avère inefficace, comme dans les régions où l'on n'obtient pas de résultats positifs par la prospection électrique ou la gravimétrie détaillée.

Lors de la mise en œuvre du forage de structure ou de la prospection sismique dans le but de fixer les structures la reconnaissance doit englober tout le territoire soumis à l'étude et utiliser une maille espacée de profils (5-10 km). Les profils de forages de structure ou sismiques sont disposés

transversalement à la direction des zones structurales probables. En parachevant une telle maille de reconnaissance on dégage les zones soulevées dans la limite desquelles les profils sont resserrés, on trace des cartes détaillées des structures définies et on prépare ces dernières à l'implantation de puits de reconnaissance.

Dans des conditions géologiques compliquées, lorsque la méthode d'ondes réfléchies et la méthode du point profond commun s'avèrent inefficaces, on procède à la prospection sismique par la méthode de réception dirigée ou l'holographie.

Si dans la région étudiée on se heurte aux structures d'encapuchonnement, il est nécessaire de recourir à la méthode corrélationnelle d'ondes réfractées. Cette méthode permet de dégager et de porter sur une carte les saillies du socle auxquelles correspond la structure de l'étage inférieur de la couverture sédimentaire.

Dans nombre de zones tectoniques d'architecture complexe, surtout là où apparaissent d'épaisses assises salifères ou des couches fortement disloquées, la méthode de prospection sismique, même la plus raffinée, ne fournit pas de résultats escomptés. Pour accroître la précision de la prospection sismique dans les régions à architecture tectonique compliquée, il est nécessaire de procéder au forage de puits de référence.

Le forage de structure fournit de bons résultats au cas de coïncidence du style général des dépôts sédimentaires se disposant à une profondeur relativement faible avec celui des assises productives faisant l'objet de recherche. Le forage de structure est le plus rentable si la profondeur des horizons repères se trouve à 500-600 m.

L'avantage de la prospection sismique devant le forage de structure réside dans la possibilité de reconnaître les structures d'après les horizons repères (repères sismiques) se trouvant à de grandes profondeurs et se disposant soit dans la coupe même de l'assise productive soit quelque peu au-dessus ou au-dessous de cette dernière. Elle permet de cartographier les structures d'étages structuraux inférieurs qui sont en discordance avec les étages structuraux supérieurs.

Dans nombre de régions l'expérience d'utilisation de l'ensemble de ces deux méthodes est déjà acquise.

Le rendement des méthodes courantes de dégagement et de préparation des structures est apprécié d'après le nombre de structures confirmées par le forage de reconnaissance.

§ 3. Forage de reconnaissance

Le principal objectif du forage de reconnaissance est l'étude de l'architecture géologique de l'aire, le dégagement d'horizons aux perspectives pétrolifères et gazéifères et leur estimation géologique et économique

préliminaire. A la suite du forage de reconnaissance sur les champs nouvellement découverts doivent être appréciées les réserves de pétrole et de gaz des catégories C_1 et C_2.

Les puits de reconnaissance sont implantés sur les structures préparées au forage profond, suivant les profils s'entrecoupant mutuellement en vue de déterminer les dimensions approchées et les formes de structures ainsi que la position des couches pétrolifères et gazéifères dans la coupe. La profondeur des puits de reconnaissance doit assurer l'abord maximal de la coupe des dépôts productifs. Une partie des puits, si les techniques le permettent, doit être forée jusqu'au socle.

Au cours du forage de reconnaissance un rôle important revient à l'étude de la coupe géologique et à l'échantillonnage des puits. En forant les puits de reconnaissance il est nécessaire de procéder au carottage dans tous les dépôts supposés productifs. Les investigations géophysiques de chantier dans les puits de reconnaissance doivent garantir une division fiable de la coupe, dégager en son sein les couches-magasins et les couvertures et déterminer la nature de saturation des horizons perméables. Au cours du forage des puits toutes les couches pétrolifères et gazéifères doivent être testées pour les tiges de forage et en tubage. Sur la base d'une interprétation complexe de toutes les données géologiques et géophysiques obtenues au cours du forage de puits il faut trancher la question de la nécessité de descendre le tubage d'exploitation.

Avec les venues d'huile ou de gaz commerciales le puits est mis à l'étude. On y détermine à différents régimes le débit, la pression de gisement et celle de fond du puits, le facteur gaz-huile, la teneur en eau de l'huile, la quantité de condensat dans le gaz, etc. Si le puits fournit de faibles venues d'huile, il faut recourir à des mesures qui puissent les accroître. Dans les roches-magasins carbonatées on recommande des traitements acides, dans les couches sableuses, une perforation par jets de sable et d'eau. Pour les roches-magasins quelles qu'elles soient une fracturation hydraulique peut s'avérer nécessaire.

L'étape de reconnaissance s'achève par une estimation commerciale préalable des champs ou des gisements découverts et par des recommandations argumentant la logique de travaux ultérieurs sur l'aire.

§ 4. Forage d'exploration des champs de pétrole

Le principal objectif de l'étape d'exploration des prospections détaillées est la préparation des champs à l'exploitation. Pour l'atteindre il faut que soient résolus les problèmes suivants :

1) que soient étudiées les particularités tectoniques des champs ;

2) soient établis la composition lithologique des roches productives,

leur épaisseur totale et efficace, leurs caractéristiques de roches-magasins, leur saturation en pétrole et en gaz, de même que la nature de variations de ces paramètres horizontalement et suivant la coupe ;

3) soit déterminée la position des contacts eau-huile, gaz-huile ou gaz-eau ;

4) soit appréciée la valeur commerciale de l'anneau d'huile ;

5) soient définis les débits d'huile, de gaz, de condensat, d'eau ainsi que la pression de couche, la pression de saturation et autres paramètres du gisement ;

6) soient étudées les propriétés physiques et chimiques du pétrole, du gaz, du condensat et des eaux de formation ;

7) soient calculées les réserves du pétrole et du gaz par catégories B et C_1.

La répartition des puits d'exploration et les distances qui les séparent sont fonction du type, de la dimension et de la forme du gisement probable, ainsi que de l'architecture géologique de la région. Les conditions d'exploration des structures de plates-formes diffèrent de celles d'exploration d'anticlinaux des régions plissées ou des dômes de sel de grandes dépressions. Plus l'architecture du pli est simple et plus ses dimensions sont grandes, plus l'implantation des puits d'exploration peut être lâche. La distance séparant les puits d'exploration dépend également de la variabilité des couches productives. Si les couches productives sont hétérogènes, les puits se resserrent. Pour les plis asymétriques sur le flanc abrupt on implante les puits en les rapprochant davantage l'un de l'autre que sur le flanc à pendage doux. Les plis anticlinaux étroits sont prospectés par des profils de puits en travers relativement peu distants l'un de l'autre, la distance séparant les profils étant importante.

L'exploration de gisements en couche anticlinale s'effectue suivant des profils. Sur les plis du type brachyanticlinal les profils sont implantés suivant l'axe long et perpendiculairement à ce dernier. Pour les structures en dômes l'orientation des profils est arbitraire. Avec l'exploration de plis du type anticlinal on implante trois profils transversalement à la direction de la structure. Les puits sur les profils sont implantés de façon à aborder le gisement à des niveaux hypsométriques variés (fig. 77). Cette disposition des puits permet de déterminer la position du contact eau-huile et de figurer le gisement.

La distance séparant les puits est fonction de la dimension de la structure ainsi que de l'hétérogénéité de la couche. Pour les structures de plates-formes la distance entre les puits suivant l'axe court peut osciller entre 1 et 3 km et suivant l'axe long entre 3 et 5 km, épisodiquement jusqu'à 10 km. Dans les régions plissées suivant l'axe court la distance varie des centaines de mètres à 1-2 km, et suivant le long entre 4 et 6 km.

L'exploration de gisements en couche anticlinale faillés se complique car il faut fixer la position de ces failles et déterminer celle des contacts eau-huile et gaz-huile pour chaque bloc. Si le nombre de blocs est grand la position d'accidents de rupture et des contours de la zone à l'huile ne peut être établie qu'au cours du forage d'exploitation.

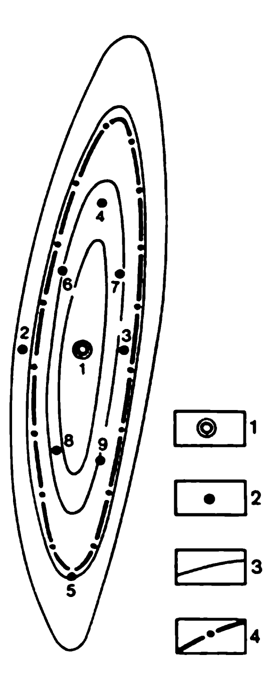


Fig. 77. Disposition des puits périphériques (l'ordre d'implantation des puits correspond à celui des numéros)

Puits : *1*, de reconnaissance ; *2*, périphériques ; *3*, isohypses ; *4*, contour externe de la zone à huile

L'exploration de gisements en couche à barrière tectonique est menée suivant les profils en travers de l'extension de la dislocation. Les distances entre les puits sont beaucoup plus faibles qu'entre les profils. Souvent la reconnaissance de ces gisements est menée simultanément à leur figuration. Le premier profil est implanté dans la zone du piège supposé, le second et le troisième de deux côtés du premier. Les résultats obtenus par ces forages permettent de localiser les profils suivants.

Exploration de gisements tabulaires (en couche) par changement de faciès. Ces gisements se rencontrent sur les versants monoclinaux ou au sein de structures locales. Le premier objectif de l'exploration de gisements par modification de faciès situés sur des structures monoclinales est de déterminer la ligne de biseautage d'horizons si possible productifs. La reconnaissance et l'exploration de ces gisements sont habituellement menées ensemble : on fore les puits suivant l'extension des couches

au-dessous de la zone supposée de biseautage d'horizons productifs (fig. 78). Après l'implantation de puits suivant ce profil on établit la position des profils en travers de l'extension. Ces derniers sont implantés dans la zone de l'épaisseur maximale de la couche productive. La position du gisement est fixée par la ligne zéro de la carte d'isopaches et d'isohypse de la carte structurale correspondant au contact eau-huile.

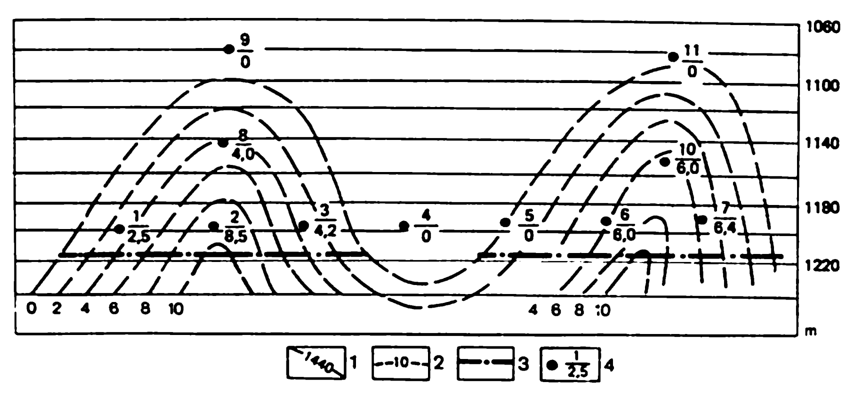


Fig. 78. Implantation des puits au cas de prospection de gisements par changement de faciès sur des structures monoclinales (l'ordre d'implantation correspond à celui des numéros)

1, isohypses en m ; *2*, isopaches en m ; *3*, contour externe de la zone à huile ; *4*, puits (au numérateur le numéro du puits, au dénominateur l'épaisseur d'horizon en m)

L'exploration de gisements à barrière stratigraphique est un problème très compliqué. Habituellement ils sont découverts en cours d'exploration des gisements d'autres types. Les gisements semblables peuvent être dégagés en recourant aux analyses structurale et géologique de faciès.

Les pièges à barrière stratigraphique peuvent se former lorsqu'une surface de discordance coupe des soulèvements en dôme. Ils se forment alors des gisements annulaires. L'exploration de gisements annulaires est menée de la même façon que des gisements en couche anticlinale, par des profils de puits.

Les gisements à barrière stratigraphique peuvent être associés à des affleurements de relief ancien. L'exploration des saillies d'érosion est très compliquée. Elle est habituellement menée de concert avec l'exploration des gisements d'autres types se trouvant sur la même aire. Dans ce cas la reconnaissance et l'exploration coïncident.

Exploration de gisements en amas. La particularité la plus caractéristique fixant la méthode d'exploration des gisements en amas est la présence du contact eau-huile ou gaz-huile sous tout le gisement (voir fig. 52). La nature du gisement en amas peut être établie par les premiers puits de

reconnaissance. Ses caractères sont la grande épaisseur des couches-magasins et la position du contact eau-huile dans tous les puits à la même cote hypsométrique.

Si les puits de reconnaissance ont permis d'établir la position du contact eau-huile ou gaz-huile et les prospections sismiques de cartographier le soulèvement par rapport à l'horizon repère se trouvant près du toit de la couche-magasin, on est alors en possession de données suffisantes pour la détermination de la position du gisement dans l'espace.

En cas d'exploration des gisements en amas il est recommandé de disposer de façon plus serrée les puits dans la partie proche de la voûte, car c'est précisément ces puits qui procurent le plus d'information sur l'arrangement du gisement. Le nombre de puits est essentiellement fonction de l'hétérogénéité de la couche-magasin.

Exploration de gisements par modification de faciès. A ce type de gisements appartiennent les lentilles de grès aux formes et dimensions différentes. L'exploration de ces gisements est fort compliquée. La reconnaissance et l'exploration des gisements par modification de faciès sont généralement effectuées accessoirement.

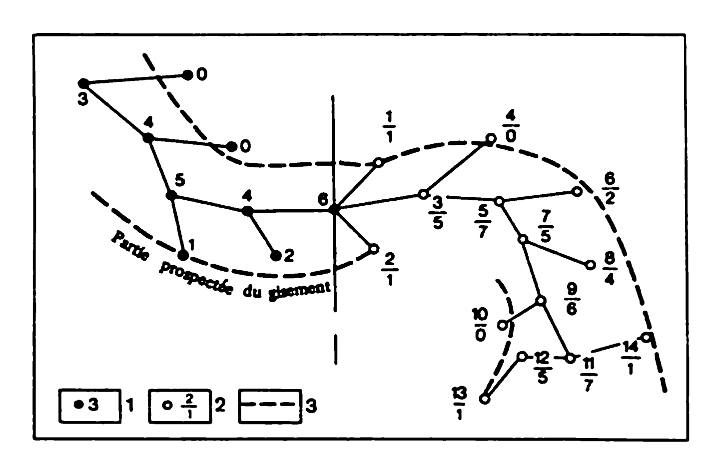


Fig. 79. Implantation des puits lors de l'exploration d'un gisement rubané (l'ordre d'implantation des puits correspond aux numéros)

Puits : *1*, épaisseur d'horizon productif en m ; *2*, au numérateur le numéro du puits, au dénominateur l'épaisseur d'horizon productif en m ; *3*, contour du gisement

Aux gisements par modification de faciès se rapportent les gisements rubanés. Pour la première fois ces gisements ont été étudiés en U.R.S.S. par I. Goubkine dans le champ Neftiano-Chirvanskoé du territoire de Krasnodar. I. Goubkine a proposé de prospecter les gisements rubanés par

le procédé d'« un clou chasse l'autre » : les puits sont forés successivement de manière à pouvoir suivre l'expansion des grès du lit ancien des paléofleuves (fig. 79).

Exploration de grands gisements de plates-formes. On rencontre sur les plates-formes des champs renfermant de grands gisements de pétrole. Leur exploration s'effectue en plusieurs étapes successives. D'abord toute l'aire aux possibilités probables en pétrole est couverte d'une maille lâche de puits ce qui permet de figurer le gisement et de déterminer ses réserves. Simultanément il est nécessaire de procéder à une exploration plus détaillée d'un des secteurs du champ afin de le préparer à l'exploitation en première instance. Sur un tel secteur on procède à l'essai d'exploitation industrielle pour établir les principes d'exploitation rationnelle de tout le champ. Une fois l'exploration du premier secteur d'essai achevé, on aborde l'étude détaillée du secteur suivant qui sera mis en exploitation en second lieu. A la première étape d'exploration les puits sont implantés à 10-15 km de distance, ensuite à 2-3 km. La méthode d'exploration élaborée pour les vastes champs par les savants soviétiques permet de les mettre en exploitation en délais très courts.

Exploration de champs à multiples couches productives. Le système d'implantation des puits d'exploration et le volume de forage d'exploration doivent être déterminés compte tenu de l'investigation préalable plus poussée de l'horizon le plus productif et dont les réserves en huile et en gaz sont les plus importantes. Quant aux autres horizons productifs, on doit recueillir les données permettant d'estimer leurs réserves au moins suivant les catégories C_1 et C_2.

§ 5. Particularités d'exploration de gisements à gaz et à condensat

Les accumulations commerciales du gaz naturel se présentent sous forme de gisements à gaz, à condensat et à gaz et huile. Le gaz par ses propriétés physiques diffère du pétrole par sa faible densité, une viscosité très basse et une forte élasticité. Ces particularités ont déterminé la méthode de prospection des champs et des gisements de gaz.

La grande mobilité du gaz (comparée à celle de l'huile) permet d'implanter les puits à des plus grandes distances que pour des prospections de gisement de pétrole. De plus la grande différence entre les densités du gaz et de l'eau permet un calcul suffisamment précis de la position hypsométrique du contact gaz-eau et de restreindre ainsi le nombre de puits d'extension. En conséquence l'exploration des gisements de gaz est réalisée avec un nombre beaucoup moins grand de puits. Comme l'exploitation de gisements de gaz s'effectue également avec un nombre de puits beaucoup inférieur à celui de gisements de pétrole, habituellement, si les gisements

sont moyens ou petits, il n'est pas nécessaire d'implanter des puits d'exploitation complémentaires. Ces gisements sont exploités en se servant de puits de reconnaissance et d'exploration déjà forés.

Au cas d'exploration des champs de gaz et de pétrole il est nécessaire de déterminer la valeur commerciale de l'anneau de l'huile. Aussi après avoir obtenu un afflux commercial de gaz des puits de reconnaissance, il est rationnel de concentrer le forage d'exploration ultérieur sur l'objectif visant à déterminer la position du contour du gisement en le cumulant avec la recherche de l'anneau de l'huile. En cas de gisements en amas la présence de l'anneau de l'huile peut être décelée au moyen d'échantillonnage par intervalles dans les premiers puits implantés dans la partie proche de la voûte du gisement. Pour les gisements en couche anticlinale il faut dans ce cas implanter des sondes spéciales disposées sur le flanc au pendage doux du pli où l'anneau de l'huile doit présenter la plus grande largeur.

§ 6. Exploration complémentaire des champs de gaz et de pétrole en cours de leur exploitation

Sur les champs à horizons productifs multiples on explore et exploite en premier lieu les gisements dont les réserves et le rendement sont les plus importants. En cours d'exploitation de ces gisements on soumet à une exploration complémentaire les gisements des horizons inférieurs. Dans la pratique on est souvent obligé de procéder à une exploration complémentaire du gisement déjà mis en exploitation.

Tous les travaux concernant la reconnaissance et l'exploration de nouveaux gisements situés à des plus grandes profoneurs que les aires exploitées ne doivent pas être rangés dans la catégorie d'explorations complémentaires de champs. L'objectif de l'exploration complémentaire est la précision de l'architecture géologique de la coupe du champ et de gisements découverts auparavant ; l'obtention de données supplémentaires sur les caractéristiques de réservoir de couches productives et les propriétés des fluides que ces dernières contiennent ; la précision du contour de la zone pétrolifère et gazéifère ainsi que d'autres paramètres insuffisamment étudiés au cours d'exploration mais nécessaire à l'estimation commerciale plus précise des gisements de pétrole et de gaz mis en exploitation en second lieu.

Dans le but de réduire le volume de forage d'exploration complémentaire des champs il est recommandé d'implanter des puits de développement, de procéder au reforage suivant une maille d'exploitation lâche en la resserrant ensuite, de tester les tiges en cours du forage dans les horizons supérieurs, de retourner aux horizons supérieurs les puits d'exploration inondées, etc. Cela permet sans implantation de puits nouveaux de

procéder à une exploration complémentaire du champ. Le forage d'exploration dans ce cas servira aux recherches de nouveaux champs de pétrole et de gaz.

§ 7. Appréciation de la valeur commerciale des champs de pétrole et de gaz découverts

L'évaluation de la valeur commerciale du nouveau champ doit s'effectuer aussi bien à l'étape de reconnaissance que son exploration. L'appréciation du champ à l'étape de reconnaissance est nécessaire pour justifier les travaux suivants d'exploration. On prend dans ce cas en considération les réserves d'huile pouvant être extraites, la productivité des horizons, les conditions minières et géologiques d'exploitation et la proximité du champ aux voies de transports industriels ou aux conduites de gaz et d'huile. Si l'estimation de ces données d'après les forages de reconnaissance préalables justifie la mise en exploitation du champ, on procède à son exploration.

Toutefois, le forage de reconnaissance et celui d'exploration doivent constituer des opérations ininterrompues. On ne peut interrompre les forages sur l'aire après l'étape de reconnaissance pour les reprendre après l'appréciation positive du champ découvert. Cela entraîne des dépenses superflues en liquidation ou en conservation des forages sur l'aire après l'étape de reconnaissance et en leur organisation à l'étape d'exploration. Aussi l'appréciation du champ et la décision de mise en œuvre de son exploration suivante doivent-elles être un fait accompli pour les géologues, les industriels et les économistes à l'achèvement du forage du dernier puits de reconnaissance.

Si l'appréciation du nouveau champ est négative et l'on décide de ne pas le mettre en exploitation durant les années prochaines pour éviter des frais non rentables, on ne procède pas à l'exploration du champ et l'on se limite à l'estimation des réserves suivant les catégories inférieures (C_2 et C_1).

L'exploration achevée, il est également nécessaire de procéder à l'estimation commerciale du champ. Après l'estimation commerciale du champ on calcule et l'on ratifie les réserves de pétrole et de gaz, on établit le schéma technologique et le projet d'aménagement du champ.

Il est recommandé les champs importants nouvellement découverts dans les régions pétrolières déjà mises en valeur de mettre en exploitation dans les délais les plus brefs possibles. La mise en production de petits champs doit s'effectuer en tenant compte de considérations économiques correspondantes. Si les calculs ne justifient pas économiquement la mise en production d'un champ peu importants, il faut étudier le problème de la rentabilité de l'exploitation du groupe de champs peu important suivant un projet commun d'aménagement. Pour ce faire on établit un projet ou l'on

présente une justification technique et économique. Pour de nouvelles régions pétrolifères et gazéifères la mise en exploitation doit s'accompagner d'une investigation technique et économique minutieuse, car la mise en valeur de nouvelles régions exige d'importants investissements en capitaux et des ressources matérielles. La mise en valeur de nouvelles régions éloignées des voies de communication ne se justifie qu'après la découverte en leur sein d'importantes réserves en pétrole ou en gaz. Cela permet de résoudre économiquement toutes les questions relatives à l'aménagement de nouveaux chantiers.

§ 8. Appréciation de l'efficacité des prospections géologiques de pétrole et de gaz

L'indice principal de l'efficacité de prospections géologiques est leur prix rapporté à l'unité de réserves préparées respectivement de pétrole et de gaz (rouble/t d'huile et rouble/1000 m^3 de gaz).

Les autres indices d'efficacité de prospections géologiques peuvent être :

1) l'accroissement de réserves de pétrole ou de gaz par 1 m de tous les puits implantés (t/m ou m^3/m) ;

2) l'accroissement de réserves de pétrole ou de gaz rapporté à un puits d'exploration complètement aménagé (t/puits ou m^3/puits) ;

3) le rapport du nombre de puits productifs à celui complètement aménagés (%).

Le prix des prospections géologiques comprend les frais de prospections géologiques de reconnaissance (forage de structure, investigations géophysiques, etc.) et ceux de forages profonds de reconnaissance et d'exploration. L'accroissement de réserves doit être calculé pour l'appréciation de l'efficacité d'après les catégories $A + B + C_1$.

Dans le volume des prospections détaillées doivent être inclus les puits implantés appartenant à toutes les catégories : puits d'exploration, de reconnaissance, de référence et d'information.

L'efficacité est habituellement appréciée pour chaque région pétrolifère et gazéifère ainsi que pour le pays tout entier. Dans ce cas tout l'accroissement de réserves obtenu dans la région ou le pays tout entier est divisé par le prix total des prospections géologiques respectivement pour la région ou le pays. De la même façon on détermine l'efficacité relativement aux autres indices.

Les indices d'efficacité à l'analyse des résultats de prospections géologiques sont comparés pour différentes périodes de prospections : années, quinquennats, etc. L'efficacité est également appréciée suivant les régions ou les organisations chargées de prospections.

En comparant l'efficacité pour différentes périodes, il est nécessaire de tenir compte des modifications dans les conditions d'exécution des prospections géologiques. En chaque région les objectifs des prospections détaillées se compliquent avec le temps. La raison en est dans ce que les champs importants et les champs se disposant dans des conditions géologiques relativement simples sont déjà découverts. Les découvertes successives sur les anciens territoires de production de pétrole sont hypotéquées par la prospection de régions à l'architecture géologique plus compliquée, la nécessité d'étudier les étages structuraux inférieurs disposés à de grandes profondeurs. Avec la complication des objectifs géologiques et l'accroissement des profondeurs malgré le perfectionnement de l'outillage et des méthodes de prospection sismique et du forage le prix des prospections géologiques ne s'abaisse pas. Aussi l'indice d'efficacité des travaux le plus objectif demeure la quantité de réserves par puits, vu qu'il est indépendant de la profondeur du gisement.

Partie IV

Géologie d'exploitation du pétrole et du gaz

CHAPITRE I

Méthodes d'étude des logs, forage et échantillonnage de couches pétrolifères et gazéifères

Le succès des prospections détaillées et le rendement de l'exploitation dépendent, pour une grande part, de l'exhaustivité et de la qualité de l'information géologique.

L'étude du log géologique en cours de forage et d'essai vise à déterminer la lithologie des roches traversées par le forage, l'épaisseur des couches, leur âge ; l'identification des couches pétrolières et gazières ; l'établissement de leur productivité, des caractéristiques de réservoir de même que des propriétés physico-chimiques du pétrole, du gaz et de l'eau.

Toutes les méthodes actuellement utilisées de l'étude des logs doivent être divisées en géologiques, géophysiques et géochimiques.

On range parmi les méthodes géologiques l'étude des logs d'après les carottes, les déblais et les échantillons de roche pris par le carottier latéral, ainsi que l'étude d'échantillons d'huile, de gaz et d'eau soutirés du puits.

Les méthodes géophysiques s'appuient sur l'étude de différentes propriétés physiques de roches directement dans le trou de sondage. D'après les paramètres physiques mesurés il est possible d'apprécier les caractéristiques lithologiques du log, les caractéristiques de réservoir et le degré de saturation en huile, en gaz ou en eau. Les méthodes géophysiques sont des méthodes indirectes de l'étude des logs géologiques.

Ces derniers temps pour l'étude des hydrocarbures et des bitumes contenus dans les roches on se sert de plus en plus largement des méthodes géochimiques.

La représentation la plus complète d'un log et de possibilités qu'il révèle en pétrole et en gaz peut être obtenue par l'utilisation de l'ensemble d'études géologiques, géophysiques et géochimiques. Suivant la nature des roches formant le log et la destination des puits, on se sert de différents systèmes de méthodes. C'est ainsi qu'avec des puits de reconnaissance l'aire est abordée par le log pour la première fois, aussi applique-t-on dans ce cas un système d'études exhaustif, tandis que les puits d'exploitation sont forés sur une aire déjà étudiée, aussi ne fait-on appel qu'à un système d'étude plus simple.

§ 1. Méthodes géologiques d'études des puits

On range dans les méthodes géologiques l'étude directe des logs d'après les échantillons de roches, de pétrole, de gaz et d'eau.

La quantité de prises de carotte est fonction de la catégorie du puits. Dans les puits d'information le métrage de têtes de carottage constitue habituellement 100 % de la profondeur forée. Dans les puits de référence la carotte est prise dans le but d'obtenir des données nécessaires sur l'architecture géologique et les possibilités en pétrole et en gaz de nouveaux territoires et zones prometteurs, de même que pour se procurer les paramètres indispensables à l'interprétation de matériaux géophysiques. Dans les puits de reconnaissance la carotte est prise au sein des assises supposées pétrolifères ou gazéifères, des puits d'exploration, de la seule partie de l'assise pétrolifère ou gazéifère renfermant les couches productives. Dans les puits d'exploitation la carotte est prise tous les dix puits, et, seulement des couches pétrolières ou gazières, pour l'étude détaillée de leurs caractéristiques de roches-magasins. Les puits soumis au carottage doivent être régulièrement répartis sur l'aire. Dans les puits d'injection il est recommandé d'effectuer la prise de carotte dans chaque trou de l'intervalle de la couche productive où s'injecte le fluide moteur pour tester la porosité et la perméabilité des roches. La connaissance des caractéristiques de roche-magasin de la couche facilite la complétion du puits d'injection de même que le réglage de l'inondation.

Dans un forage d'appréciation il est indispensable d'effectuer la prise de carotte tout au long de la couche pour les sondages piézométriques et de contrôle, seulement des couches productives.

La caractéristique lithologique du log et les indices pétrolifères en ce dernier peuvent être obtenus d'après les déblais. Cette méthode est beaucoup inférieure à celle de l'étude de la coupe d'après la carotte, car les déblais ne sont que des morceaux de roches dépiécés par l'outil de forage. En outre, les débris isolés, suivant leur diamètre et la densité de la roche, sont remontés le long du puits par les boues de forage à des vitesses variées et, par suite, dans l'échantillon de déblai prélevé à la tête du puits sont contenus des débris provenant de différentes profondeurs. Cela complique la détermination de la profondeur d'entraînement des débris ainsi que le rattachement d'échantillons au log géologique. Les débris de roches de petite dimension des déblais ne permettent pas de déterminer d'après eux les caractéristiques de roche-magasin des couches productives ainsi que le degré de leur saturation en pétrole. Toutefois, malgré les imperfections notées, il est nécessaire de procéder à la prise de déblais dans les puits d'exploration de toutes les catégories.

Dans les puits d'information, de référence et de reconnaissance le déblai est prélevé tout au long du trou de sondage, dans les puits d'exploration, seulement dans les intervalles des séries pétrolifères et gazéifères. Dans les puits d'exploitation, d'injection et témoins les déblais ne sont habituellement pas prélevés.

Les échantillons de roches sont pris au moyen d'un carottier latéral dans les puits d'exploitation de toutes les catégories à partir d'intervalles non caractérisés par des carottes pour l'étude de la lithologie, de l'âge ou des possibilités en pétrole de roches composant l'intervalle, s'il est impossible d'avoir une réponse nette à la question posée d'après les données géophysiques. Les échantillons sont soutirés au moyen du carottier latéral après l'achèvement dans le puits de travaux géophysiques de chantiers intermédiaires ou finaux.

Pour la prise d'échantillons on utilise les carottiers latéraux à balles et à foret. Actuellement ce sont les carottiers latéraux à foret qui deviennent le plus employés. Ils permettent d'extraire des roches des échantillons cylindriques forés dans les parois du puits. Le diamètre des échantillons est de 20 mm et leur hauteur de 40 mm. Cette dimension d'échantillons permet de déterminer la composition lithologique de la roche, d'étudier sa structure, les caractéristiques de roche-magasin et la saturation en pétrole.

Les intervalles de prise de carotte et de déblais sont établis par le service géologique de l'entreprise chargée du forage de puits et sont définis dans l'ordre écrit des travaux géologiques et techniques. En cours de forage les intervalles de prise d'échantillons doivent être précisés. Avant la prise d'échantillons de l'intervalle fixé il est recommandé de procéder aux mesures de contrôle de l'outil de forage. Cela permet de rattacher exactement les échantillons de roches prélevés à la profondeur.

En cours de forage on procède à l'échantillonnage de couches à possibilité en pétrole et en gaz. Les objets désignés aux essais sont fixés d'après les données de carottage et des investigations géophysiques de chantier. Pour l'échantillonnage des couches on utilise en cours de forage les testers de formation descendus dans le puits en se servant du câble de diagraphie et des tiges de forage. Les testers de formation descendus dans le puits par les tiges de forage fournissent des résultats plus sûrs. Leur utilisation permet d'identifier non seulement la nature du fluide imprégnant la couche (huile, gaz ou eau), mais de fixer aussi les quantités de l'afflux du fluide de la couche de même que les paramètres de cette dernière. Le tester de formation attaché au câble de diagraphie ne permet que d'établir la nature de saturation des couches par les fluides.

Il est recommandé de procéder à l'échantillonnage aussitôt après avoir abordé les couches. Cette règle doit être suivie surtout au cours de l'échantillonnage par tester de formation fixé au câble de diagraphie vu sa faible

capacité. Lors de l'échantillonnage des couches, après l'abord desquelles le puits a longtemps été soumis au forage ou est demeuré inactif, les testers de formation se remplissent habituellement de filtrat de boue de forage.

Au cours du forage du puits il est nécessaire de veiller aux indices de pétrole et de gaz à la tête du puits. Le pétrole apparaît sous forme de films dans les chénaux ou les récepteurs. Le gaz se détecte par dégazage du fluide de forage. Dans ces cas il faut procéder à l'analyse d'échantillons d'huile ou de gaz. Il faut aussi analyser les échantillons d'huile obtenus par diagraphie des puits aux testers de formation.

La caractéristique physico-chimique la plus complète est obtenue par prise d'échantillons d'huile, de gaz et d'eau au cours d'essai du puits par le trou d'exploitation. La caractéristique du pétrole et du gaz des couches peut être obtenue dans le cas de la prise de leurs échantillons au moyen d'échantillonneur de fond.

§ 2. Système rationnel d'investigations géophysiques adapté aux différentes catégories de puits

Vu la faible proportion de carottes soutirées en cours du forage et leur entraînement incomplet, un rôle particulièrement important est attribué aux méthodes géophysiques de chantier dans les études de logs.

Pour l'étude de différents intervalles du log on utilise, suivant les objectifs géologiques, des investigations géophysiques appropriées, quant à l'enregistrement de ces derniers, il est réalisé de façon plus ou moins détaillée. Dans les séries pétrolifères et gazéifères le système d'investigation est plus détaillé, quant à l'enregistrement, il est effectué à l'échelle des profondeurs de 1/200. Le long de tout le trou du puits on procède à une étude géophysique de moindre volume à l'échelle des profondeurs de 1/500.

L'étude géophysique est habituellement réalisée par sondage non tubé. Après cuvelage par train de tiges on peut passer à la thermométrie, à la diagraphie acoustique et par impulsion.

Dans les puits de grande profondeur les investigations géophysiques sont effectuées par intervalles à mesure de l'enfoncement. Cela permet de dégager les couches productives avant l'achèvement du forage et par là même accélérer l'appréciation de nouvelles aires tout en garantissant une information plus complète sur le log.

Le complexe d'investigations géophysiques dans des puits d'information, de référence et de reconnaissance est fonction des caractéristiques géologiques et géophysiques des logs de la région et comprend pour l'essentiel la diagraphie électrique standard (par sonde normale ou latérale), l'enregistrement de la polarisation spontanée des roches, la diagraphie électrique à espacements multiples (étude par cinq-six sondes latérales de diffé-

rentes longueurs), le carottage électrique, le diamétrage, la diagraphie par radioactivité (diagraphie gamma et diagraphie neutron-gamma). Dans le complexe d'investigations géophysiques on inclut aussi la diagraphie par induction, les sondes latérologs (à trois ou à sept électrodes), le carottage acoustique, la diagraphie gamma-gamma, la diagraphie de micrologs, la détection d'hydrocarbures gazeux dans les boues de forage. Dans maintes régions la méthode par induction cumulée aux sondes latérologs peut remplacer la diagraphie électrique à espacements multiples. Pour les puits d'exploration on peut exclure des investigations mentionnées la détection d'hydrocarbures gazeux dans les boues de forage et les sondes latérologs à trois électrodes.

Pour les puits d'exploitation au cas où l'étude est faite le long de tout le trou de sonde, il est nécessaire d'effectuer une diagraphie électrique banale et un diamétrage, et, en l'absence de différence marquée entre les résistances des eaux de formation et des boues de forage, de procéder à la diagraphie gamma. Dans les intervalles productifs on utilise la diagraphie électrique à espacements multiples, la microdiagraphie et le diamétrage, tandis que pour le contrôle de l'exploitation on recommande de recourir à la diagraphie radioactive (diagraphie gamma et diagraphie neutron-gamma-gamma). Cette série d'investigations géophysiques de chantier peut être mise en œuvre dans les puits remplis de liquide de curage à base d'eau ou d'huile (à l'exclusion des méthodes électriques). Dans le dernier cas on peut faire appel à la diagraphie par induction.

§ 3. Méthodes géochimiques d'étude des logs

On rattache aux méthodes géochimiques qui se sont répandues dans l'étude des logs la méthode de diagraphie des gaz, la méthode par luminescence et la méthode hydrochimique.

La diagraphie des gaz est pratiquement incluse dans le système de méthodes géophysiques et on l'utilise dans les puits d'information, de référence et de reconnaissance. Au cours de la détection d'hydrocarbures gazeux dans les boues de forage on procède à l'analyse des gaz dissous au sein des boues lourdes et l'on étudie de même les déblais sous luminescope. Cette méthode permet de reconnaître les couches gazières ou pétrolières abordées par le log. Il faut toutefois tenir compte que durant le forage du puits aux boues lourdes les couches gazières ou pétrolières peuvent ne pas être dégagées par la détection des hydrocarbures gazeux dans les boues de forage. En cas de perturbation du régime de forage et de diminution de la densité des boues il se peut que des indices gazeux soient détectés dans les couches productives déjà passées par le sondage. C'est pourquoi l'interprétation des données de la détection des hydrocarbures dans les boues de forage est souvent une gageure.

On soumet à l'étude par luminescence les échantillons de carotte, de déblai, les échantillons prélevés au moyen du carottier latéral, de même que les boues de forage. Cette méthode est souvent cumulée avec celle de la détection des hydrocarbures dans les boues de forage.

On rattache habituellement aux méthodes géochimiques l'étude de la bituminosité d'échantillons de roche et d'eau aux laboratoires ou directement dans le puits avec utilisation des solvants organiques. En étudiant les puits on procède aux analyses hydrochimiques consistant dans la détermination de la composition chimique et bitumineuse des eaux de gisement.

§ 4. Principes fondamentaux de détection d'horizons productifs et repères au sein des logs

Pour obtenir le maximum de données sur les logs et ses possibilités en pétrole, il est nécessaire de procéder à un traitement complexe de tout le matériau recueilli par différentes méthodes en cours d'étude des puits. On commence par étudier minutieusement tous les matériaux pétreux et l'on interprète les données géophysiques.

Les carottes, les déblais et les échantillons soutirés au moyen du carottier latéral sont soumis à l'enregistrement au puits de manœuvre. On doit également établir la première description géologique et effectuer la prise d'échantillons pour diverses études. A partir des couches productives on soutire des échantillons de carottes qui seront soumis à l'appréciation de la porosité, de la perméabilité, de la saturation en pétrole. Des échantillons de carottes doivent également être choisis pour des études pétrographiques et faunistiques.

Après une interprétation géologique et géophysique complexe on distingue dans le log les horizons repères et l'on le divise lithologiquement en assises et en couches, on établit la nature stratigraphique de ces dernières, on dégage les couches-réservoirs perméables et les assises couvertures imperméables ; on détermine de même la nature de saturation des couches-réservoirs en pétrole, en gaz ou en eau. La nature de saturation des couches peut être établie sur la base d'échantillons de roches livrés au jour, d'indices de pétrole et de gaz et de données géophysiques de chantier. La carotte peut également fournir des renseignements préalables sur le fluide imprégnant la couche. La couleur claire de l'échantillon de carotte saturé en huile et une vive odeur d'essence est un indice de présence d'huile légère à haute teneur en gaz dans la couche. La couleur foncée d'échantillons de carotte et une faible odeur d'essence témoignent de la présence dans la couche d'huile lourde oxydée. Les échantillons de roches provenant des couches gazeuses sont secs ; aussitôt extraits du puits ou sur cassure fraîche ils présentent une vive odeur d'essence.

Une grande aide à la détermination de la nature de saturation de la couche est apportée par les données d'indices de pétrole et de gaz recueillies au cours du forage. En cours de forage il faut procéder à des observations minutieuses des boues de curage et enregistrer les moindres indices de pétrole et de gaz.

La présence de pétrole et de gaz s'établit avec succès dans les couches terrigènes par les méthodes géophysiques de chantier. Il est beaucoup plus difficile de la constater pour les couches en roches carbonatées. Pour établir les possibilités en pétrole et en gaz d'un log il faut aussi se servir de méthode de détection d'hydrocarbures dans les boues de forage.

Des données plus copieuses sur les possibilités en pétrole et en gaz sont fournies en cours de forage au moyen d'investigation par tester de formation. La réponse la plus sûre sur la saturation des couches est obtenue avec la descente du tester de formation dans le puits aussitôt la couche abordée, le filtrat de boues de forage n'ayant pas eu le temps de pénétrer dans la couche. Il faut tenir compte de ce que les résultats négatifs de l'essai après obtention du filtrat ou d'eau de gisement ne peuvent témoigner irrévocablement de l'absence du pétrole ou du gaz dans la couche, car le filtrat en pénétrant dans la couche repousse l'huile ou le gaz du fond de sondage, tandis que l'eau de gisement peut provenir des dépôts supérieurs ou inférieurs insuffisamment séparés par les packers de la couche essayée.

En dégageant les objets devant être soumis aux essais, il est nécessaire de tenir compte de la totalité de données d'investigations géologiques et géophysiques. La position des couches prédestinées aux essais dans le log est déterminée le plus surement d'après le complexe d'études géophysiques. C'est sur la base de ces données qu'est fixé l'intervalle de perforation du puits.

§ 5. Etablissement de logs finaux (géologiques et géophysiques)

Le log final est dressé sur la base de l'interprétation complexe des méthodes géologiques et géophysiques de son étude. Il est figuré sur papier millimétrique ou à dessin technique, ces derniers temps il est dressé sur du papier pour diagraphie ou directement sur le diagramme de diagraphie banale.

Le long de tout le puits il est recommandé de dresser le log à l'échelle de 1/500 et pour les couches productives à l'échelle de 1/200. Cela permet d'utiliser les diagrammes de diagraphie de la même échelle sans les réduire et, par suite, d'éviter les déformations provoquées par le recours au pantographe. Pour des puits profonds le log est établi à l'échelle de 1/1000 ou de 1/2000, mais alors les diagrammes de diagraphie sont réduits au pantographe. Le log d'assises épaisses productives est établi à l'échelle de 1/500.

L'ordre d'établissement du log est le suivant (fig. 80). D'abord à droite de la minute on figure le diagramme de diagraphie électrique : courbes de résistance apparente (RA) et de polarisation spontanée (PS). Si pour l'interprétation du log considéré d'autres diagraphies sont nécessaires (diagraphie radioactive, micrologie ou diamétrage), sur la minute doivent aussi figurer leurs diagrammes. Au centre du graphique on représente le log lithologique du puits et à sa droite on indique les intervalles de prise de carottes, tandis qu'à gauche s'écrivent les profondeurs en mètres. Encore plus à gauche on figure l'échelle stratigraphique. La colonne lithologique

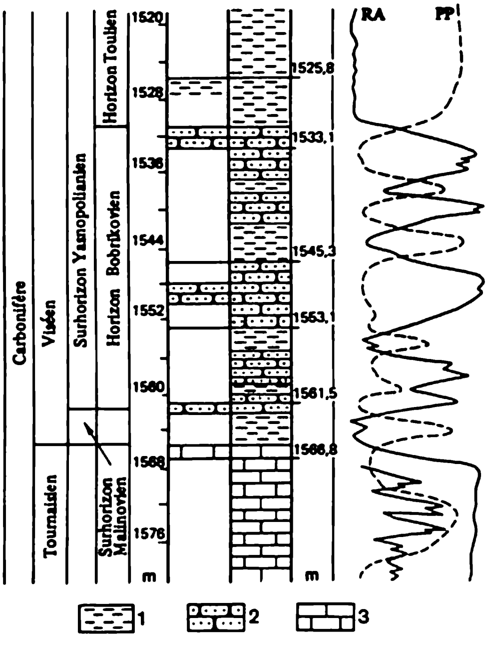


Fig. 80. Log final

1, argilite ; *2*, grès ; *3*, calcaire

comprend deux parties. La partie gauche fournit la composition lithologique des roches d'après les données des carottes soutirées en volume correspondant au pourcentage des carottes retirées. On utilise dans ce cas les résultats d'interprétation des investigations géophysiques. La partie droite non explorée par les carottes traduit les données d'interprétation des investigations géophysiques réalisées compte tenu de l'information fournie par les carottes, les déblais et les échantillons extraits par le carottier latéral. La

partie gauche de la colonne n'est remplie que pour les tronçons de prise de carotte. Cette méthode d'établissement de la colonne du puits montre de façon parlante quel est le degré d'information apporté sur le log par la carotte.

§ 6. Forage, échantillonnage de couches productives et essai de puits

Les couches pétrolières et gazières doivent être abordées avec des boues de forage excluant la possibilité d'infiltration dans la couche de son filtrat et créant une compression minimale sur la couche. Si ces conditions ne sont pas remplies, le rendement du puits peut être fortement abaissé et même, parfois, une couche productive peut être omise.

L'influence néfaste du filtrat de boues de forage sur la productivité des couches pétrolières et gazières se manifeste de la façon suivante. L'eau (le filtrat) en pénétrant dans la couche est maintenue dans le milieu poreux par des forces capillaires et pour la chasser des canalicules poreux il faut créer une différence de pression importante. Mais même à ces conditions l'eau n'est expulsée des canalicules poreux que partiellement. Ce phénomène est la cause de la baisse de rendement de la couche au voisinage du fond de sondage. L'influence exercée par l'eau technique douce sur les caractéristiques de réservoir de la couche est encore plus importante. En pénétrant dans la couche elle n'y est pas seulement maintenue par les forces capillaires, mais provoque aussi le gonflement des particules argileuses contenues dans les réservoirs productifs et, de ce fait, entraîne une diminution de la perméabilité de la couche dans la zone proche du fond de sondage. L'influence du gonflement des particules argileuses sur la diminution de la perméabilité est la plus sensible au cas de roches-magasins polymictiques.

Actuellement le forage des couches est réalisé également avec des agents gazéiformes, des mousses diphasiques et triphasiques au cas de circulation locale. Mais ces méthodes ne sont pas encore très répandues. Les conditions sont les meilleures au cas où le forage des couches s'effectue avec maintien d'équilibre entre les pressions de gisement et hydrostatique, garantissant ainsi la perméabilité naturelle des roches-magasins. L'équilibre peut être maintenu en recourant à un obturateur rotatif ou à d'autres ressources techniques qui assurent l'étanchéité fiable de la tête de sondage et un réglage de pression au niveau de celle de gisement.

Une influence néfaste sur le rendement de la couche est également exercée par le mortier de ciment pénétrant dans cette dernière lors de la cimentation du trou d'exploitation. Le mortier s'introduit dans les pores et les fissures de la couche et se transforme en durcissant en pierre de ciment ; ce dernier en bouchant les interstices diminue la perméabilité de la zone du fond de sondage des couches pétrolifères et gazéifères. La méthode la plus

efficace de protection de la couche contre l'influence du ciment est l'utilisation de la construction adéquate du puits que exclut le contact du mortier avec la couche productive.

En fonction des conditions géologiques et économiques on peut recommander les constructions suivantes des puits.

1. La couche productive et les roches d'au-dessus sont forées au moyen d'un trépan de même diamètre. On descend dans le puits le tubing d'exploitation jusqu'au fond et l'on procède à la cimentation. La liaison du puits avec la couche est rétablie par perforation (fig. 81, *a*).

2. La couche productive et les roches supérieures sont forées comme précédemment avec un même trépan. On descend dans le puits le tubing d'exploitation avec remplissage suivant d'ombrelle de cimentation. La communication du puits avec la couche s'effectue par des ouvertures perforées préalablement dans le tubing en face de la couche pétrolière (fig. 81, *b*).

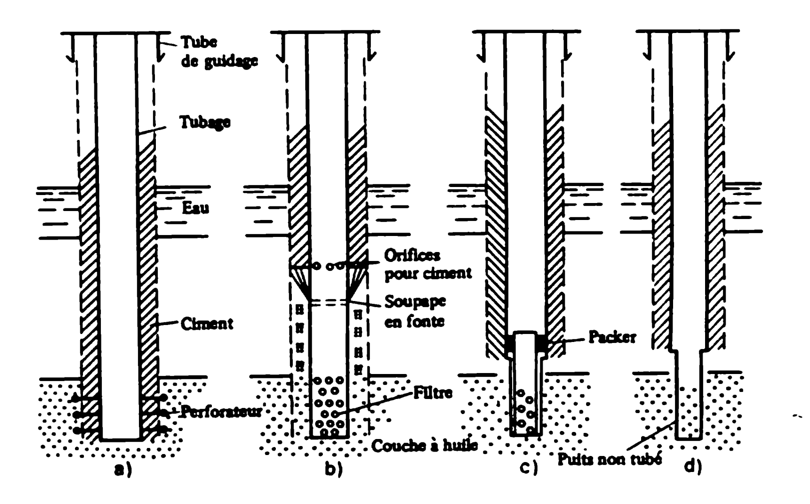


Fig. 81. Constructions types de puits

3. Le puits est foré jusqu'à la couche productive. Ensuite, on descend le tubing d'exploitation et l'on cimente. On aborde la couche productive après cimentation du tubing en se servant d'un trépan de moindre diamètre. En face de la couche pétrolière ou gazière on emplace un emmanchement perforé (fig. 81, *c*).

4. Comme dans le cas précédent le tubing d'exploitation est descendu puis cimenté avant l'abord de la couche. La couche est forée au moyen

d'un trépan de moindre diamètre et exploitée avec le trou de sondage ouvert (fig. 81, *d*).

La première construction est utilisée lorsque les conditions physico-géologiques de la couche productive autorisent le forage avec des boues de curage ayant servi au forage de tout le trou de sondage et si la cimentation du tubing d'exploitation n'exerce pas d'action néfaste importante sur le rendement de la couche.

La deuxième construction est utilisée au cas où la couche peut être abordée avec les mêmes boues de curage que celles ayant servi au forage de tout le puits, mais la cimentation du tubing entraîne un fort abaissement du rendement du puits.

La troisième et la quatrième constructions sont utilisées au cas où la couche productive doit être abordée avec des boues de forage différentes de celles ayant servi au forage de tout le trou de sondage. Si le trou de sondage est constitué de roches instables, on descend un emmanchement (troisième construction), si elles sont stables, l'échantillonnage du puits est effectué avec un trou ouvert (quatrième construction).

La perforation du tubage est réalisée pour rétablir la communication du puits avec la couche après la descente et la cimentation du tubing d'exploitation. On fournit plus loin les recommandations sur le choix d'intervalles de perforation mises au point par les auteurs du présent manuel.

Si une couche sableuse est saturée d'huile dans sa partie supérieure et au mur d'eau et si la position du contact eau-huile est déterminée, d'après les données d'investigations géophysiques, l'orifice inférieur de l'intervalle de perforation doit se trouver à une distance d'au moins 4 m du contact eau-huile pour éviter une inondation rapide du puits (fig. 82, *a*). Cette distance peut être inférieure à 4 m si au-dessus du contact eau-huile il y a un banc intercalé d'argile qui peut constituer une barrière à l'écoulement d'eau vers les orifices de perforation inférieurs.

Dans les couches carbonatées fissurées, saturées d'huile également de façon incomplète, les orifices de perforation inférieurs doivent se disposer au-dessus du contact eau-huile, un peu plus haut qu'au cas de couches sableuses, à la distance de 6 à 10 m au-dessus (fig. 82, *b*). Il faut en tenir compte particulièrement pour les couches aux basses caractéristiques de réservoir dont la mise en valeur et l'exploitation s'accompagnera d'un traitement aux sels acides ou d'une fracturation hydraulique.

Pour les couches saturées de gaz en leur partie supérieure et d'huile dans la partie inférieure on doit procéder aux perforations dans la partie à huile inférieure, l'orifice supérieur étant éloigné du contact gaz-huile de 6 à 10 m, c'est-à-dire plus éloigné que du contact eau-huile, car le gaz est beaucoup plus mobile que l'eau et peut atteindre plus rapidement l'intervalle de perforation (fig. 82, *c*).

Au cas où dans la partie supérieure de la couche à huile il y a un gaz libre, tandis que dans la partie inférieure est établie la présence de l'eau, l'intervalle de perforation doit se situer au milieu de la partie saturée en pétrole (fig. 82, *d*). Les orifices inférieur et supérieur doivent se trouver à des distances adéquates des contacts eau-huile et gaz-huile mentionnés plus haut.

Dans les couches entièrement saturées en huile ou en gaz et qui sont aussi très divisées les perforations sont effectuées sur toute leur épaisseur (fig. 82, *e*). En présence d'une couche homogène aux bonnes caractéristiques de réservoir et au régime de water-drive on doit perforer de 1/3 à 2/3 de la partie supérieure de la couche (fig. 82, *f*). On prolonge ainsi la période

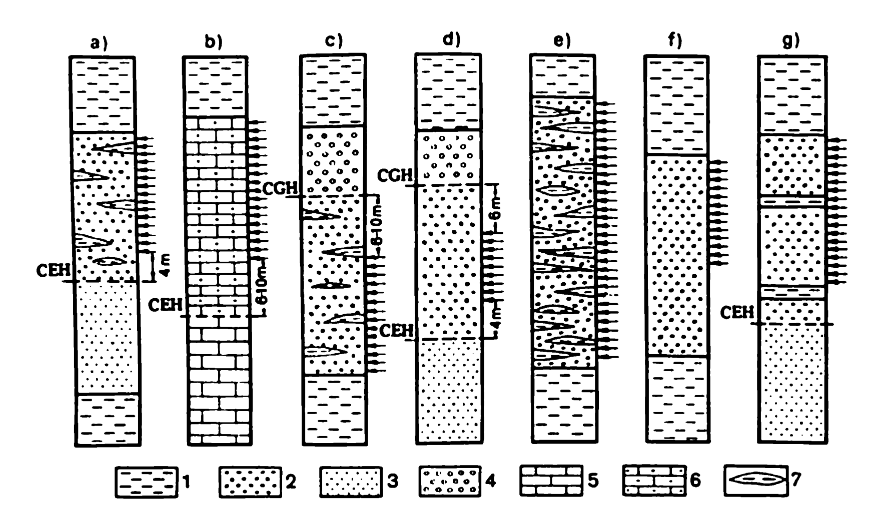


Fig. 82. Choix des endroits de perforation dans les couches productives

1, argilite ; grès ; *2*, pétrolifère ; *3*, aquifère ; *4*, gazéifère ; calcaire ; *5*, pure ; *6*, pétrolifère ; *7*, intercalaire d'argilite ; on a indiqué par des flèches l'endroit de la perforation (CEH contact eau-huile, CGH contact gaz-huile)

d'exploitation anhydre des puits, surtout des gisements de plis à pendage doux des plates-formes. Certains chercheurs considèrent que dans le cas d'une perforation incomplète de la couche productive il peut y avoir de grandes pertes d'huile, vu que la perméabilité perpendiculaire à la stratification est inférieure à celle suivant l'orientation des strates. Cette assertion n'est vraie que pour les couches très hétérogènes. L'expérience d'exploitation des gisements de couches aux bonnes caractéristiques de réservoir et peu hétérogènes témoigne que dans les couches perforées dans la seule par-

tie supérieure il s'observe une montée régulière du contact eau-huile sur toute l'aire ainsi qu'un haut coefficient de récupération.

Mais si dans la partie inférieure de la couche à huile on se heurte à des bancs intercalés peu épais de roches compactes, il est souhaitable de disposer les orifices de perforation au-dessus de ces bancs (fig. 82, *g*). En cas de présence d'un gas-cap pour éviter une percée rapide de gaz dans le puits il est recommandé de disposer les orifices de perforation supérieurs sous les couches compactes découvertes au-dessous du contact gaz-huile.

La perforation du tubing de production est réalisée par charges creuses, balles et torpilles. La perforation par charges creuses contribue à l'ouverture plus efficace des couches productrices et, partant, a remplacé presque complètement la perforation par balles et torpilles.

Pour la perforation des couches productives il est très important de prendre en considération la densité d'orifices par 1 m de couche. Il en dépend pour une grande part la rentabilité du puits. La densité d'orifices est choisie en fonction des caractéristiques de réservoir de la couche. Pour des couches sableuses très perméables on perfore par charges creuses un petit nombre d'orifices, habituellement de 4 à 6 par 1 m d'intervalle de perforation. Dans les roches-magasins relativement hétérogènes aussi sableuses que carbonatées la densité de perforation adoptée atteint jusqu'à 20 orifices par 1 m. Dans les couches hétérogènes aux basses caractéristiques de réservoir la densité de perforation va jusqu'à 30-40 orifices par 1 m. Une densité équivalente est conseillée au cas de perforation par balles. Le nombre d'orifices au cas de perforation par torpilles est de 4 à 8 par 1 m.

Après perforation de couches productives on doit provoquer un afflux de la couche. On y parvient par abaissement de la pression dans le trou de sondage au-dessous de celle du gisement. Ce processus a reçu le nom de complétion du puits. La méthode de complétion des puits est variée et dépend des propriétés physico-géologiques des roches-magasins ainsi que de la nature de leur saturation.

La première opération de complétion des puits est le remplacement du liquide de curage (boue de forage) avec lequel s'effectuait la perforation du puits par de l'eau. Avec la complétion des couches très productives nombre de puits durant le curage, c'est-à-dire le remplacement des boues de forage par de l'eau, ou à sa fin, présentent des indices de pétrole ou de gaz, puis passent à un écoulement. Dans la plupart des cas la substitution de l'eau à la boue de forage s'avère insuffisante pour la complétion du puits. L'afflux d'huile ou de gaz de ces couches peut être obtenu par abaissement du niveau du liquide dans le puits. L'abaissement du niveau est atteint au moyen d'un compresseur ou par pistonnage. Actuellement on recourt dans la pratique au pistonnage fort rarement, car cette méthode est très labo-

rieuse et en y recourant on encrasse de boue de forage et d'huile le territoire d'implantation du puits.

En cas de complétion du puits par compresseur l'air comprimé est dirigé dans l'espace annulaire entre le tubage et les parois d'où, à travers un raccord et une soupape d'admission, il passe dans les tubes de la pompe compresseur. On aboutit ainsi au dégazage du liquide dans les tubes et à son rejet hors du puits. La pression sur la couche est ainsi réduite, et l'huile ou le gaz commence à affluer dans le puits. L'injection d'air par le compresseur dans l'espace annulaire entre le tubage et les parois est continuée jusqu'à la substitution complète de l'huile (eau de formation) à l'eau technique dans les tubes et l'espace annulaire entre le tubage et les parois.

En cas de complétion du puits par pistonnage, l'abaissement de la colonne de liquide dans les tubes de la pompe compresseur s'effectue aux dépens de la descente et de la montée périodiques du piston de curage sur le câble de pistonnage. Au cours de la descente le liquide passe par la soupape ouverte du piston de curage. A la remontée la soupape se ferme et toute la colonne de liquide au-dessus du piston de curage est rejetée du puits. On assure ainsi la réduction de pression sur la couche et l'appel d'afflux d'huile ou de gaz de cette dernière.

Une fois la complétion du puits achevée, il est indispensable de l'essayer pour déterminer le débit, la productivité, la pression de gisement, etc. Pour les puits pétroliers on doit également établir le facteur gaz-huile, le taux de noyage et la pression de saturation.

Les puits éruptifs doivent être essayés à trois régimes différents avec mesure de tous les paramètres. Lors de l'essai il est nécessaire de procéder à des prises d'huile, de gaz et d'eau aussi bien dans des conditions atmosphériques que de gisement.

Les puits non éruptifs sont généralement étudiés par la méthode de contrôle de niveaux. On obtient de bons résultats dans l'étude de ces puits après l'installation de pompes à balanciers ou après la descente de pompes électriques immergées.

Dans le cas de la mise en valeur de couches constituées de roches-magasins carbonatées aux basses caractéristiques de réservoir pour augmenter le rendement des couches il s'avère nécessaire de les stimuler par acidification. Quelquefois en mettant en valeur les couches en grès pour accroître les débits des puits on recommande de procéder à des fracturations hydrauliques de la couche.

CHAPITRE II

Méthodes d'étude géologique détaillée des gisements de pétrole et de gaz d'après les données de forage

§ 1. Corrélation de logs

La corrélation (coordination) de logs est la comparaison des roches de même âge traversées par les logs.

Dans la corrélation des logs les meilleurs résultats sont obtenus par coordination complexe des données géophysiques avec celles fournies par l'étude d'échantillons de carotte et de déblai.

On distingue les modes suivants de corrélation : la corrélation générale locale, la corrélation générale régionale et la corrélation détaillée.

La corrélation générale locale consiste dans la confrontation de logs d'une aire d'exploration donnée ou d'un champ. Son objectif est de dégager ainsi que de suivre sur l'aire les repères d'appui, les systèmes stratigraphiques de même âge, les assises productives et, en leur sein, les horizons et les couches productifs.

La corrélation générale régionale ou corrélation mutuelle d'aires est réalisée suivant tous les logs pour repérer les parties mentionnées plus haut du log au sein des zones d'accumulation de pétrole et de gaz, de régions pétrolifères et gazéifères, etc.

Ces types de corrélation sont effectués généralement sous forme de diagrammes de puits à l'échelle de 1/500. On doit les faire précéder d'un minutieux rattachement de carrottes, de données lithopétrographiques, biostratigraphiques et de résultats d'échantillonnage aux diagrammes d'investigation géophysiques de chantiers des puits.

La corrélation détaillée a pour objectif de dégager et de suivre dans le log de l'assise productive ou de l'horizon productif les repères de même âge, les couches et les bancs intercalés imperméables, de fixer leurs variations par biseautage, les modifications par faciès suivant la surface du log dans le but de l'étude détaillée de l'architecture géologique des gisements de pétrole et de gaz.

A la première étape de la corrélation détaillée l'étude des assises productives est réalisée sur le diagramme de log banal (de résistance apparente et de polarisation spontanée) à l'échelle de 1/500 afin d'obtenir avec détails les rapports mutuels de l'assise productive, de l'horizon, de la couche avec les roches encaissantes correspondantes et de déterminer leur extension.

La corrélation de logs attenants débute par la confrontation préalable de repères d'appui bien contrôlés d'après les données fournies par les carottes et la diagraphie. La confrontation de couches au sein d'assises de roches entre les repères d'appui doit s'effectuer depuis le repère inférieur en direc-

tion du repère supérieur en dégageant sur le diagramme des puits les couches, paquets et horizons identiques à ceux préalablement repérés dans le premier puits. En guise de critère de comparaison on se réfère à la similitude approchée de diagrammes des puits dressés pour des couches de même dénomination, ainsi qu'aux données paléontologiques.

Si en un lieu quelconque du diagramme la corrélation n'est pas respectée, on confronte les diagrammes au toit et au mur du repère supérieur et, à partir de ce dernier, on observe les couches de haut en bas jusqu'au lieu où la corrélation a été dérangée au cours de la confrontation de bas en haut. Simultanément on analyse les causes de perturbation de la corrélation.

Après la fixation de repères monophasiques, d'horizons et de couches productifs, ainsi qu'après l'élucidation des causes de discordances constatées au sein du log de dépôts, on aborde la seconde étape de corrélation détaillée au cours de laquelle la confrontation est faite au sein même de l'horizon et de la couche productifs enregistrés à l'échelle de 1/200.

A la seconde étape de la corrélation détaillée les méthodes géophysiques principales de chantier sont la diagraphie électrique banale (résistance apparente, polarisation spontanée), la diagraphie par radioactivité (diagraphie aux rayons gamma et diagraphie neutron-gamma), la diagraphie par induction, le diamétrage et le micrologue. Les diagrammes de micrologs et le diamétrage permettent dans ce cas de préciser l'extension des bancs alternés perméables.

Sur les diagrammes à l'échelle de 1/200 on porte à partir des diagrammes à l'échelle de 1/500 les limites établies d'horizons et de couches productifs en y dégageant de nouveaux repères de nature locale et générale. L'observation d'intervalles de même nom au sein de couches productives est effectuée compte tenu du rythme de sédimentation engendrant le parallélisme prépondérant de la stratification ainsi que l'apparition de repères au sein des parties déterminées des rythmes. On étudie de façon particulièrement minutieuse les intervalles des logs où s'observent des biseautages, des discontinuités intraformationnelles, des substitutions de lithofaciès. Sur chaque diagramme il faut dégager au sein de la couche les bancs intercalés perméables et imperméables.

Après l'exécution des travaux mentionnés pour chaque puits on passe à l'établissement de schémas de corrélation.

§ 2. Etablissement de schémas de corrélation

Le schéma de corrélation est un dessin résumant les résultats de corrélation de logs. L'échelle verticale du schéma de corrélation détaillée des dépôts de l'assise (horizon) productive est à l'échelle de 1/200, de la corrélation générale à l'échelle de 1/500 et moins. L'échelle horizontale n'est prise en considération dans l'établissement de ces schémas.

Avant le tracé du schéma on choisit sur les diagrammes de puits la limite qui jouera le rôle de ligne de confrontation. Habituellement en guise de cette limite on choisit le mur du repère le plus sûr des diagrammes construits sur la base d'une ou de plusieurs méthodes. La position de ce repère sur le schéma de corrélation doit traduire la nature de la stratification au sein de toute l'assise (horizon) productive ainsi que de la partie supérieure des dépôts sub-jacents et de la partie inférieure des dépôts sus-jacents. Il n'est pas recommandé de choisir en guise de ligne de confrontation une surface de discordance stratigraphique.

La ligne de confrontation est pour ainsi dire le point de mire de tous les diagrammes de puits au niveau du mur du repère choisi. On doit indiquer sur les diagrammes l'échelle des mesures, la profondeur tous les 4 m (pour la corrélation générale tous les 10 m), les limites des repères d'appui, des divisions stratigraphiques du log, des horizons, couches et bancs intercalés productifs, ainsi que des couches imperméables qui les séparent (fig. 83). A côté de chaque puits on figure la colonne lithologique. Ensuite, on joint par des lignes toutes les limites enregistrées et l'on peut passer à la recherche de la transition de lithofaciès au sein des couches et des bancs intercalés de même âge. La surface de discordance mise en évidence antérieurement est représentée au moyen d'une ligne ondulée. On marque par une hachure arbitraire les repères d'appui ou les couches les plus caractéristiques pour le log étudié, par exemple, présentant pour tous les puits la même configuration de diagrammes ou se caractérisant par une composition micropétrographique identique, etc. A gauche, à côté des colonnes, par des symboles conventionnels on indique les intervalles de prise de carotte. Dans la partie droite ou gauche du dessin on figure la colonne stratigraphique en indiquant les systèmes mis en évidence.

Les schémas de corrélation sont des documents géologiques de base de haute importance. Ils permettent de déchiffrer la succession des sédimentations ; on y voit comment se modifient l'épaisseur des couches identiques, leur lithologie et la nature des variations de lithofaciès ; sont mises en relief les surfaces de discordance, etc. Sur la base des schémas de corrélation on construit les profils géologiques, les cartes structurales et les cartes d'épaisseurs, les cartes de lithofaciès, les cartes de couches et autres, les documents graphiques à l'aide desquels on se fait une représentation précise des détails de l'architecture géologique du gisement étudié.

§ 3. Prise en considération de la déviation des puits

Les causes de déviation des puits peuvent être d'ordre technologique, technique et géologique.

Les causes technologiques sont le fait de forages dirigés, aux causes techniques sont rapportées les fortes pressions sur le fond de sondage

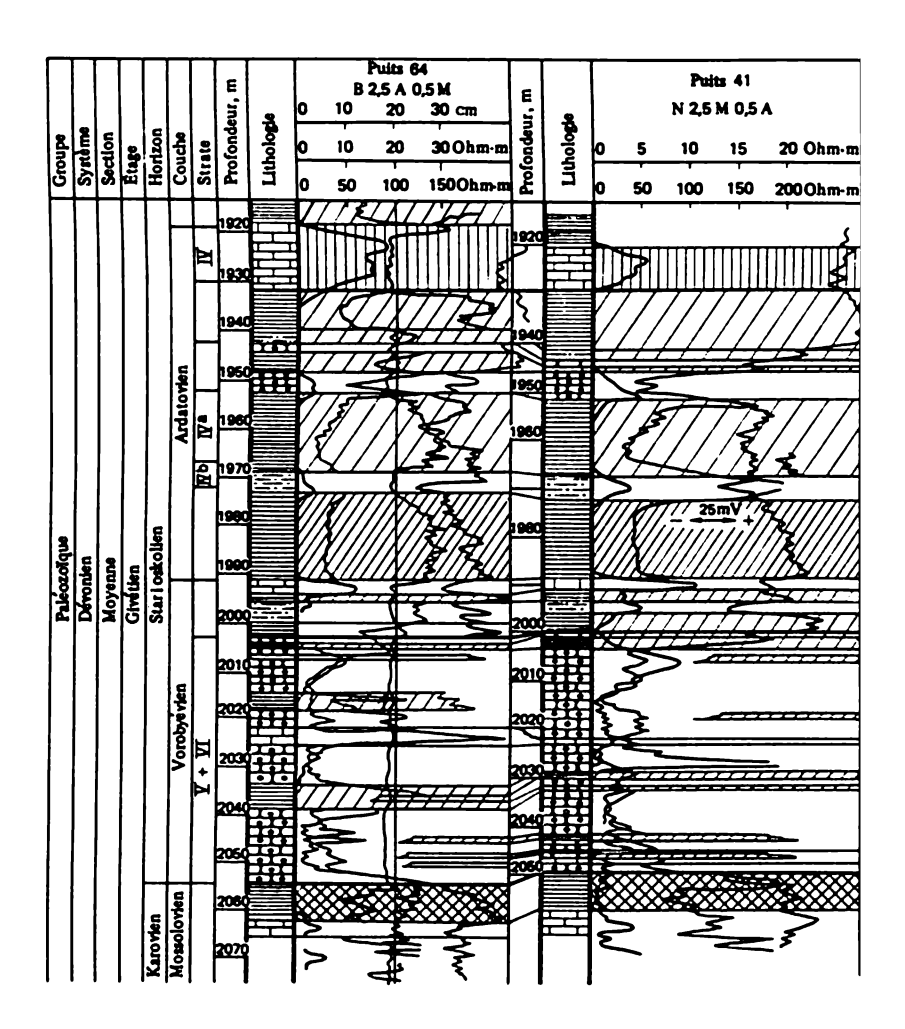
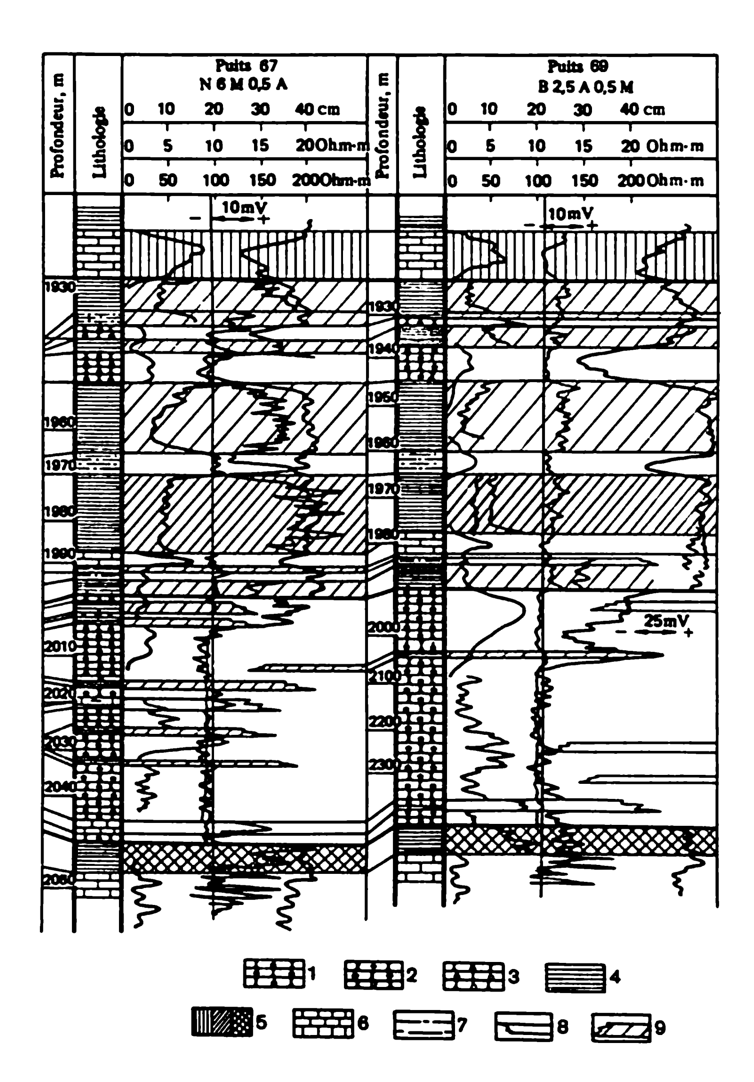


Fig. 83. Schéma d'une corrélation

Grès : *1*, pétrolifère ; *2*, aquifère ; *3*, gazéifère ; *4*, argilite ;
res ; *8*, perméables ;



détaillée d'assise productive

5, repères ; *6*, calcaire ; *7*, aleurolite ; intercalai-
9, imperméables

engendrant le flambage des tiges de forage ainsi que la forte discordance entre les diamètres des tiges de forages et des trépans. Les causes géologiques de déviation des puits peuvent résulter de l'alternance de couches de diverse dureté ainsi que leur pendage. Le trépan en passant des roches dures à pendage doux aux roches meubles dévie sa direction perpendiculairement à la stratification. Si le pendage est abrupt, le trépan glisse en aval sur les roches plus dures.

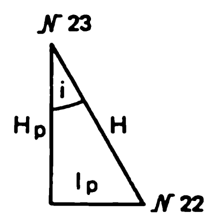


Fig. 84. Projections horizontale (l_p) et verticale (H_p) de la distance H entre deux stations voisines (n° 22 et 23) des mesures de la déviation des puits au moyen d'un inclinomètre

Pour tenir compte de l'influence de la déviation du puits, il faut déterminer dans ce dernier l'angle d'écartement de l'axe vertical (fig. 84) et l'azimut de la déviation. On entend sous azimut de déviation l'angle (φ_0) du plan horizontal entre l'azimut du méridien magnétique OC et la direction OO_1 de la projection de l'axe de la tête du puits jusqu'au point situé sur l'axe du puits (fig. 85). Aux mesures d'azimuts de déviation sont apportées des corrections à la déclinaison magnétique.

L'angle d'écartement et l'azimut de déviation sont mesurés dans le puits avec un instrument spécial appelé inclinomètre qui est descendu dans le puits jusqu'au fond par un câble de diagraphie à trois brins. En remontant l'inclinomètre, aux profondeurs multiples de 25 m (stations), on effectue des arrêts pour des mesures.

Pour déterminer la cote absolue, par exemple, du toit de la couche (H_{abs}) abordée par un puits dévié, il est nécessaire de soustraire de la profondeur du toit de cette couche (H_c) l'altitude de la tête (déterminée par rattachement géodésique) avec son signe ($\pm A$) et la correction sommée à la déviation du puits jusqu'à la profondeur considérée ($\Sigma\Delta H$) :

$$H_{abs} = H_c - (\pm A) - \Sigma\Delta H ;$$

$$\Sigma\Delta H = \Sigma(H - H_p),$$

où H est la longueur inclinée du tronçon compris entre les stations de mesure voisines ; H_p la projection de cette longueur sur le plan vertical.

Pour tenir compte de la déviation du puits en plan on construit le graphique spécial appelé diagramme d'inclinaison (voir fig. 85). L'origine des

coordonnées est placée à la projection de la tête du puits, le point O. De là on mène une ligne en direction de l'azimut de déviation du premier intervalle sur laquelle à l'échelle du graphique on porte le tronçon OO_1 égal à la projection horizontale du premier intervalle dévié. Ensuite, l'origine des coordonnées est transportée au point O_1 et, en se conformant à la même

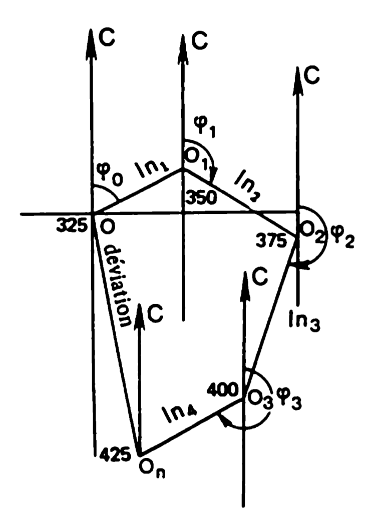


Fig. 85. Construction d'un diagramme d'inclinaison de puits

succession d'opérations, on obtient les projections horizontales d'intervalles élémentaires de déviations suivantes. L'écartement total (L) du fond de sondage est fixé par le segment joignant l'origine des coordonnées à la dernière station près du fond de sondage (OO_n). L'écartement du fond de sondage jusqu'à une couche quelconque se détermine par interpolation de la distance entre le toit ou le mur de la couche et la station voisine et est rapporté sur les cartes structurales et autres.

§ 4. Construction de profils géologiques

Un profil géologique est la représentation graphique dans le plan vertical de l'arrangement du sous-sol et des gisements que ce dernier renferme. Le choix de l'orientation et du nombre de profils géologiques dépend de la forme, des dimensions et de la complexité de l'architecture du gisement ou du champ.

Si le champ est associé à un pli brachyanticlinal, on dispose alors les profils en long et en travers de la direction. En présence d'un accident cassant la ligne de profil est choisie perpendiculairement à ce dernier. En cas de gisement présentant une barrière par modification de faciès le profil doit

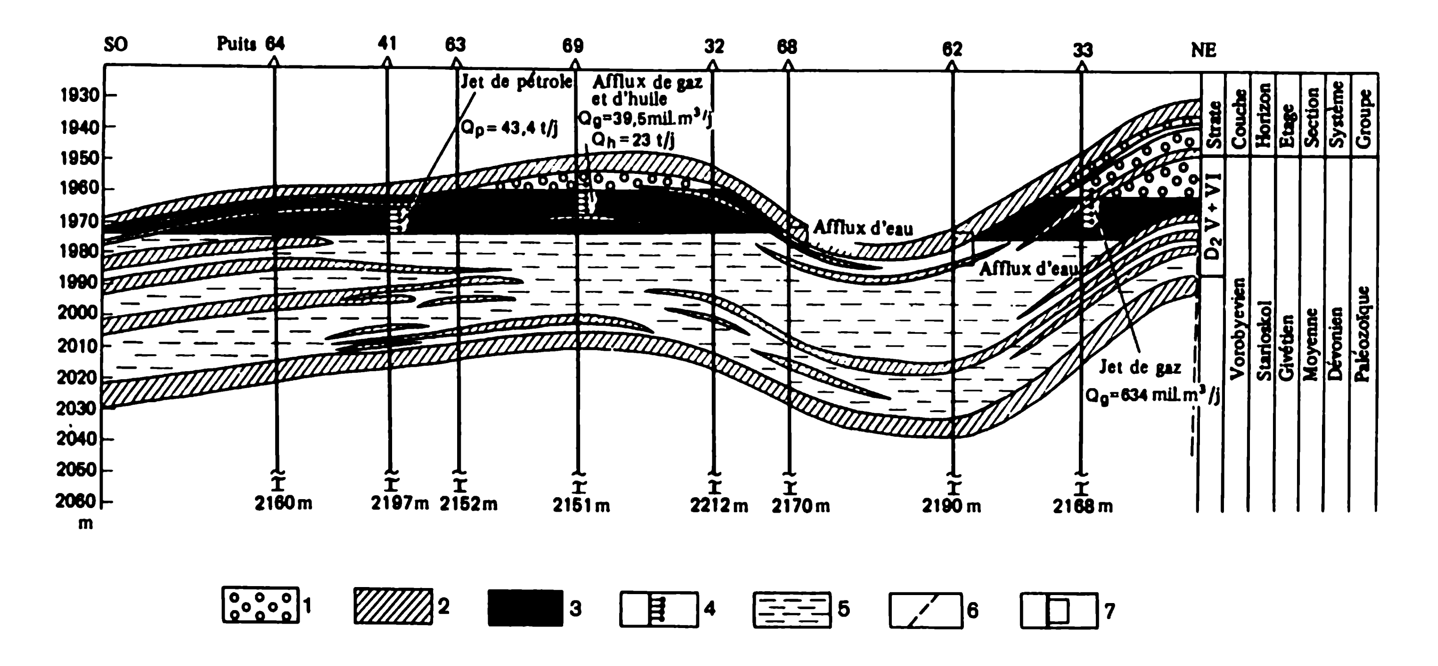


Fig. 86. Profil géologique d'une couche productive-

1, gaz ; *2*, intercalaires imperméables ; *3*, pétrole ; *4*, intervalle de perforation ; *5*, eau ; *6*, faille ; *7*, intervalle de test de tiges de forage

refléter cette modification de lithofaciès. Le profil est construit du sud au nord ou de l'ouest à l'est suivant la ligne réunissant les puits par la voûte de la structure.

Le profil est établi sur la base du schéma de corrélation détailée. A gauche du graphique on figure l'échelle des profondeurs absolues (fig. 86). Pour les régions plissées les échelles verticales et horizontales sont généralement choisies les mêmes. Dans les régions de plates-formes aux petits angles de pendage des couches l'échelle verticale est prise égale à 1/200 ou 1/500. A côté de l'échelle des profondeurs par un point arbitraire on trace la ligne représentant sur le profil la position de l'axe de l'extrême puits gauche. A partir de cette ligne à l'échelle choisie on porte les projections horizontales des distances entre tous les puits du profil et par les points obtenus on mène les lignes correspondant aux axes d'autres trous de sondage. Si un puits n'est pas vertical on indique la position déviée du trou de sondage. Suivant les cotes absolues auprès des puits on mène les limites de chaque couche au banc intercalé au sein de l'intervalle étudié de l'assise productive.

Il est indispensable dans la couche productive de distinguer les bancs intercalés perméables et imperméables et d'indiquer leur caractéristique lithologique. Il est souhaitable de montrer sur le profil les roches sus- et sub-jacentes à la couche productive étudiée. Les caractéristiques lithologiques des couches et des bancs intercalés sont indiquées par des symboles de convention. Après quoi on figure les contacts eau-huile, gaz-huile et gaz-eau, on fixe les intervalles d'échantillonnage ainsi que leurs résultats et l'on met en évidence les gisements de pétrole et de gaz.

Les profils géologiques permettent d'obtenir une représentation plus parlante sur l'architecture géologique du gisement et du champ. Pour l'étude des modifications de lithofaciès le profil géologique est presque l'unique document permettant de suivre les divers changements de lithofaciès dans les couches productives ainsi que de fixer la position mutuelle des roches perméables et imperméables dans la coupe.

§ 5. Etablissement de coupes standardisée et généralisée

Introduisons au préalable les notions d'épaisseurs de couches vraie (normale), verticale et apparente.

La distance minimale entre le toit et le mur de la couche est appelée épaisseur vraie (normale) de la couche h_n. L'épaisseur verticale h est égale à la distance entre le toit et le mur de la couche suivant la verticale. L'épaisseur verticale des couches est abordée par un puits vertical. Avec un angle de pendage δ $h = h_n/\cos\delta$.

Le puits foré avec déviation de la verticale aborde l'épaisseur dite apparente de la couche h_a. Si le puits est perpendiculaire au plan de la stratification, l'épaisseur apparente est égale à l'épaisseur vraie. Dans tous les autres cas elle est supérieure à la vraie. L'épaisseur apparente est égale à la verticale si le puits a traversé la couche verticalement. Si la couche est inclinée alors avec la déviation du puits de l'axe vertical en direction du pendage de la couche, l'épaisseur apparente dépassera la verticale (fig. 87, *a*). Avec la déviation à l'amont l'épaisseur apparente peut s'avérer inférieure, égale et supérieure à la verticale (fig. 87, *b*). Au cas de disposition horizontale de la couche et de déviation d'angle *i* de l'axe verticale l'épaisseur apparente est supérieure à la verticale (fig. 87, *c*).

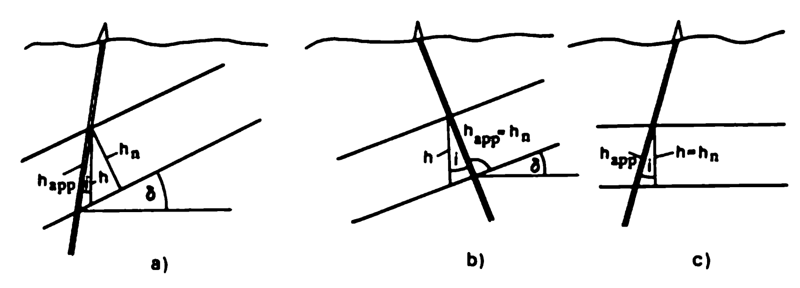


Fig. 87. Epaisseurs apparente (h_{app}) , verticale (h) et normale (h_n) d'une couche

L'étude du système de roches sédimentaires et productives mises à découvert par les puits dans le champ ou l'aire explorée s'achève par l'établissement de coupes standardisée et généralisée. La coupe standardisée généralise les données de l'architecture de l'assise productive à un ou plusieurs gisements, compte tenu des particularités pétrolifères et gazéifères, des conditions de disposition des couches, de leur lithologie et de la variation d'épaisseur. Elle caractérise graphiquement le type de coupe. On tient compte dans la coupe standardisée de l'épaisseur apparente, aussi est-il possible d'y figurer les diagrammes conventionnels et de diamétrage. Pour ce faire on utilise le diagramme avec la coupe productive la plus caractéristique pour le gisement à l'échelle de 1/200. On y figure la colonne lithologique avec les variations de lithofaciès éventuelles au sein de couches, les épaisseurs maximales et minimales de complexes stratigraphiques, les profondeurs, les manifestations de pétrole et de gaz et la colonne stratigraphique.

La coupe standardisée est la base pour l'établissement de coupe de projet de nouveaux puits facilitant ainsi le contrôle de leur forage.

Pour un champ ou un groupe de champs dont les paramètres mentionnés plus haut ne subissent pas de variations sensibles on prévoit habituellement une coupe standardisée caractéristique de l'aire. Si dans une partie quelconque du champ étudié on observe des modifications sensibles dans les conditions de sédimentation, la nature des possibilités en pétrole et en gaz, etc., on établit alors pour ce secteur sa propre coupe standardisée.

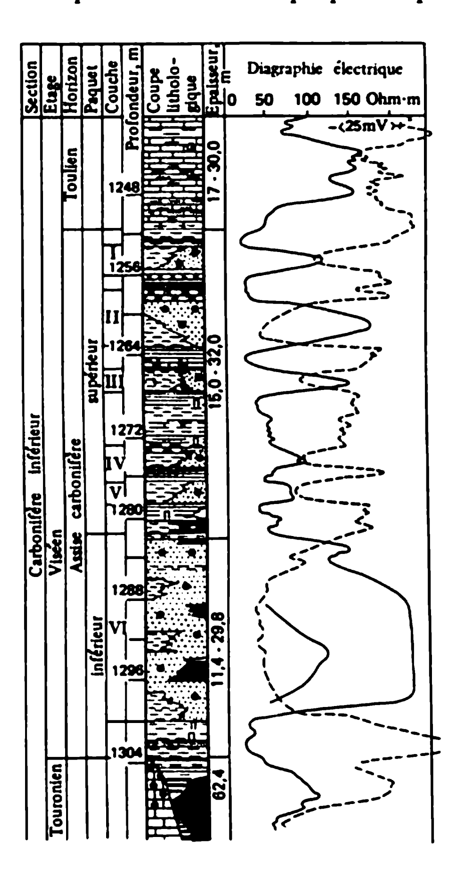


Fig. 88. Coupe généralisée géologique et géophysique (log final généralisé)

Dans les coupes géologiques et géophysiques généralisées (logs finaux) on tient compte des épaisseurs apparentes maximales de complexes stratigraphiques traversés par divers puits sur le champ ou l'aire explorée (fig. 88). Pour l'établissement du diagramme de diagraphie généralisée toute la coupe est divisée en intervalles dont chacun correspond à un grand com-

plexe stratigraphique. Pour fixer les intervalles distingués on choisit les diagrammes de diagraphie de puits abordant dans l'intervalle considéré l'épaisseur maximale. Le secteur du diagramme ainsi obtenu est porté sur la coupe généralisée avec la colonne lithologique de cet intervalle. A côté de chaque couche on figure les épaisseurs maximale et minimale. Sur le graphique il faut obligatoirement indiquer les lieux de manifestations pétrolières et gazières. A gauche de la colonne lithologique on figure la colonne stratigraphique avec indication de l'âge de toutes les parties dégagées de la coupe.

§ 6. Repérage des roches-magasins au sein des couches productives homogènes et hétérogènes

Dans la pratique les couches productives homogènes renfermant des gisements de pétrole et de gaz se rencontrent rarement. La plupart des couches se caractérisent par une hétérogénéité géologique.

Hétérogénéité géologique des couches productives

L'hétérogénéité des couches productives s'explique par la différence de la composition granulométrique des roches, de la forme des particules et de leur assemblage, du degré de calibrage des réservoirs, de la composition des matériaux de cimentation, ainsi que du tassement des dépôts. Elle se manifeste par la variation des roches suivant l'aire et la coupe ainsi que par différentes substitutions de lithofaciès — d'aleurolites et d'argiles aux grès, d'argiles aux aleurolites, de marnes aux calcaires, etc., autrement dit les modifications de lithofaciès se réduisent aux substitutions de roches peu étanches et imperméables aux roches perméables. L'hétérogénéité engendrée par les différences dans les caractéristiques de réservoir des couches productives et les variations de lithofaciès porte le nom de microhétérogénéité. En outre, on distingue dans les couches productives une macrohétérogénéité se traduisant dans la division des couches en une série de bancs intercalés perméables suivant l'aire et la coupe, et dans la variation de l'épaisseur des différents bancs. Les micro- et macrohétérogénéités sont étudiées en recourant aux méthodes géologiques et de probabilité statistique. Toutefois, avant de définir l'hétérogénéité, il est indispensable de repérer les roches-magasins au sein de la couche productive.

Détermination de l'épaisseur effective de la couche d'après les indices qualitatifs directs

Vu le nombre restreint de prises de carottes, le repérage de réservoirs dans la coupe productive s'appuie sur les méthodes d'études géophysiques des puits et est réalisé d'après des indices qualitatifs directs.

Dans les régions terrigènes en abordant les couches productives avec les boues de forage moins minéralisées que l'eau de formation et en engendrant une compression sur la couche on rattache aux indices qualitatifs directs considérés comme fondamentaux les indices suivants (selon B. Vendelstein, R. Rezvanov) :

1) le rétrécissement du diamètre du puits comparé au nominal fixé par diagraphie de diamétreur ; la présence de cake de boue, fixée par diagramme de cake ;

2) l'accroissement positif sur le diagramme de micrologs ; sur un fond de valeurs infimes les relevés de microlog normal sont supérieurs à ceux de microlog latéral ;

3) la variation dans le temps des données de différentes méthodes géophysiques témoignant de la formation d'une zone de pénétration dans le réservoir du filtrat de boue de forage.

Pour mettre en évidence les réservoirs intergranulaires dans une coupe carbonatée on peut utiliser les mêmes indices qualificatifs directs. Vu que la grandeur de la porosité intergranulaire des roches carbonatées est soumise à l'influence sensible de la teneur en résidus insolubles, les réservoirs sont repérés par comparaison de la courbe de la sonde de latérolog à trois électrodes avec celle de diagraphie neutron-gamma, dont l'échelle de porosité est la même.

Par suite d'une série de facteurs impliquant la qualité des boues de forage ainsi que d'autres causes, les méthodes géophysiques ne s'avèrent pas toujours sûres. Les couches considérées d'après les données géophysiques comme des réservoirs ne fournissent pas souvent d'afflux d'huile ou de gaz lors d'essai de production. Il s'est avéré donc nécessaire de définir l'étendue de conditionnement des paramètres de couches productives (critères quantitatifs).

Définition de l'étendue de conditionnement des paramètres de couches productives

On appelle conditionnement la valeur minimale des paramètres de couches pour lesquelles il y a écoulement du fluide dans le puits.

En repérant les réservoirs d'après les critères quantitatifs, les paramètres déterminants doivent être ceux qui caractérisent leurs propriétés de filtration : perméabilité d'après carottes et autres paramètres des données géophysiques. Une importance particulière doit être attachée au conditionnement de la teneur en argile. Cette approche s'explique par le fait que ce sont précisément les propriétés de filtration des roches qui conditionnent l'espoir d'obtenir un écoulement dans le puits. Les indices principaux caractérisant la roche comme un réservoir sont l'obtention par essai de pro-

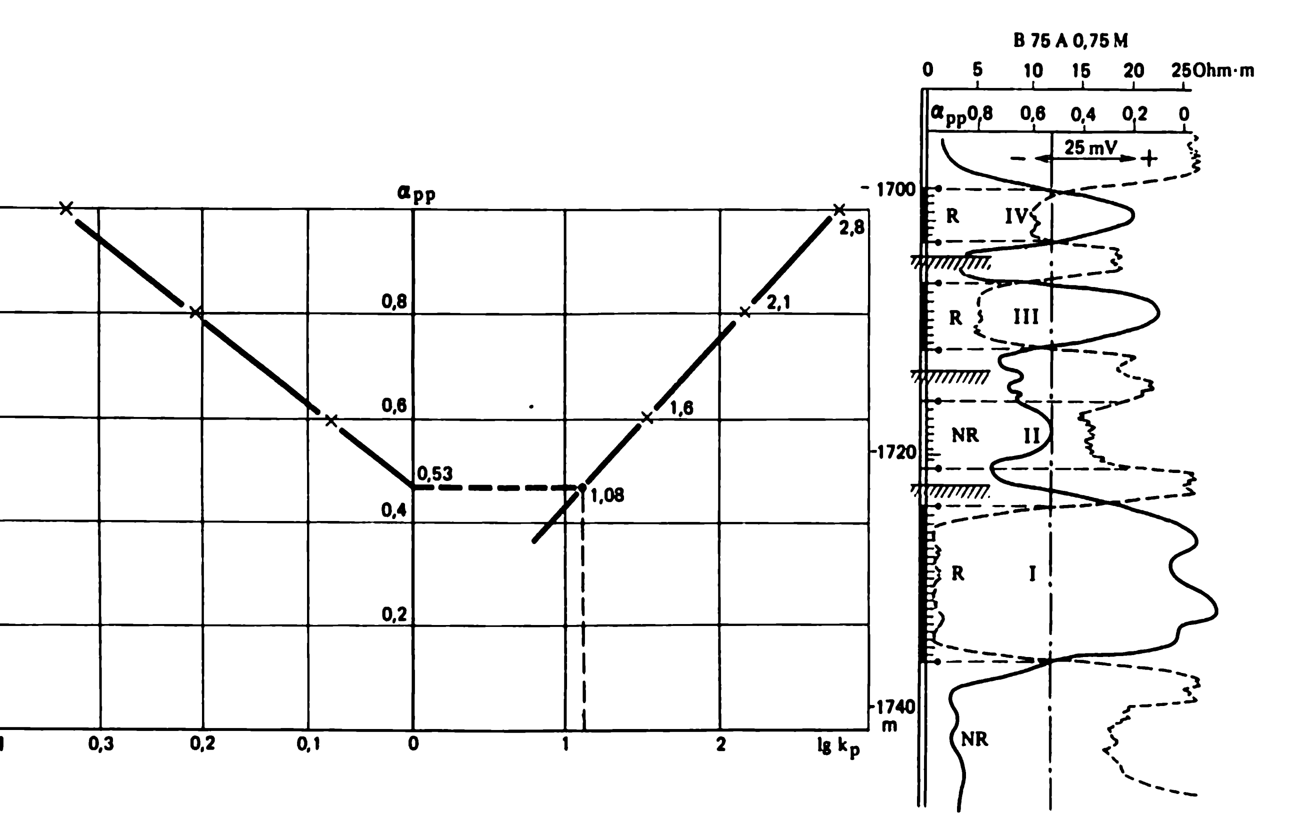


Fig. 89. Justification de l'étendue de conditionnement de couches productives par la productivité spécifique du puits $\alpha_{pp\ cond} = 0{,}53$; $\lg k_{per\ cond} = 1{,}08$

duction du puits de l'huile, du gaz ou de l'eau ainsi qu'une quantité fixée d'afflux. Le paramètre reflétant ces indices est le rendement spécifique des puits q calculé d'après la formule

$$q = Q/(\Delta p h_{\text{ef. éch}}),$$

où Q est le débit initial du puits en huile ou en eau en t/j ou en gaz en m^3/j ; Δp la dépression en MPa ; $h_{\text{ef. éch}}$ l'épaisseur effective de la partie échantillonnée de la couche ou de son banc intercalé en m.

Pour déterminer l'étendue de conditionnement du réservoir non-réservoir on étudie le rapport statistique entre l'un des paramètres géophysiques (α_{PP}, $J_{n\gamma}$, porosité d'après les données géophysiques, etc.) caractérisant les intervalles productifs de la couche et le rendement spécifique des puits dans ces intervalles.

On range parmi les valeurs de conditionnement, par exemple de α_{PP}, celles qui se déterminent d'après les données géophysiques auxquelles pour la dépendance mentionnée correspond la valeur du rendement spécifique égale à zéro (fig. 89).

Pour déterminer d'après les diagrammes des puits l'épaisseur effective de la couche (banc intercalé) perméable, on se sert au préalable d'indices qualitatifs directs. Ensuite, à côté de l'intervalle de chaque banc intercalé on inscrit la valeur de α_{PP} en indiquant l'épaisseur à laquelle cette valeur correspond. Si α_{PP} d'un certain intervalle au sein du banc intercalé ou dans tout le banc s'avère inférieur à la valeur du conditionnement, alors ces intervalles imperméables sont mis au rebut. On tient compte de l'étendue du conditionnement de l'épaisseur de la couche (banc intercalé). Il est également nécessaire d'établir les limites d'extension de la couche (banc intercalé) perméable suivant l'aire.

§ 7. Tracé des cartes de surfaces topographiques

Toute régularité peut s'exprimer graphiquement à l'aide d'une carte de surface topographique.

Les cartes de surfaces topographiques sont des cartes qui traduisent les variations suivant la surface d'un paramètre quelconque (épaisseur, altitude, α_{PP}, $J_{n\gamma}$, porosité, etc.) exprimées en isolignes.

Les procédés directs de construction de ces cartes s'appuient sur les règles d'interpolation et d'extrapolation.

L'INTERPOLATION est la détermination de la position sur la carte de valeurs égales du paramètre étudié, multiples de la section choisie entre deux puits dont la valeur du paramètre est connue.

L'EXTRAPOLATION consiste dans la détermination de la position des mêmes valeurs dans une région non étudiée, au-delà d'un des puits, compte

tenu des écartements entre les courbes de niveaux passant par deux puits de la région étudiée[1].

Le mode direct principal de construction de cartes différentes est d'utiliser la méthode des triangles. Elle consiste à effectuer les opérations suivantes.

Un système de puits voisins est réuni par des lignes ne se coupant pas et qui forment un réseau de triangles.

Par interpolation sur les côtés du triangle on trouve les positions des cotes multiples de la section choisie (fig. 90) par lesquelles passeront les isolignes. L'opération peut être simplifiée en recourant à des abaques constitués d'une série de droites parallèles équidistantes de 1 à 2 mm. Une fois déterminée la position de cotes, les points aux mêmes cotes sont réunis par des isolignes continues régulières.

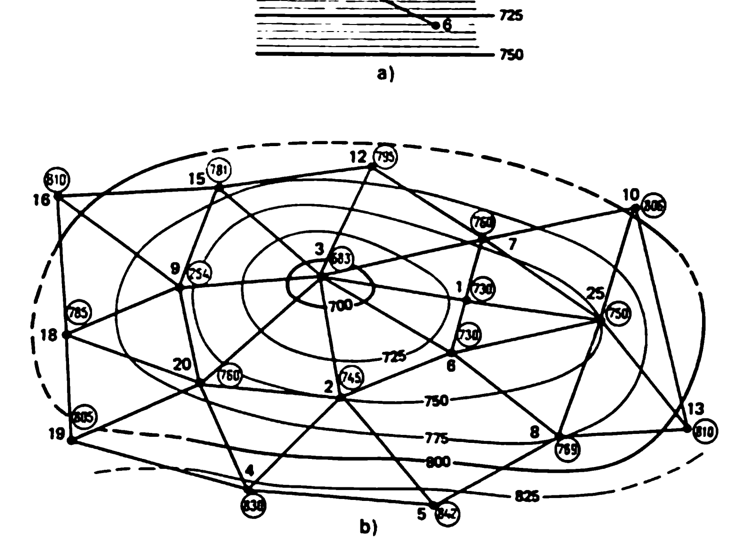


Fig. 90. Principe d'établissement de la carte d'une surface topographique en recourant à des abaques

a, abaque ; *b*, carte ; les chiffres encerclés sont les cotes des puits

[1] Ces écartements sont les projections horizontales de la plus petite distance entre deux courbes de niveaux.

S'il est nécessaire de procéder à une extrapolation d'isolignes au-delà des puits, on porte à partir de l'isoligne extrême la valeur du dernier écartement d'un ou de deux espacements et l'on joint les points obtenus par des isolignes en pointillés.

§ 8. Détermination de l'extension des réservoirs et tracé de la carte de l'épaisseur effective de la couche productive

Le problème d'établissement de frontières horizontales de réservoirs apparaît au cas où la couche (banc intercalé) productive finit en biseau ou est remplacée sur toute l'épaisseur par des formations imperméables.

Le biseautage peut être dû à une structure en lentille de la couche productive, ainsi qu'à différentes discordances stratigraphiques (érosion, adossement à une surface plus ancienne, etc.).

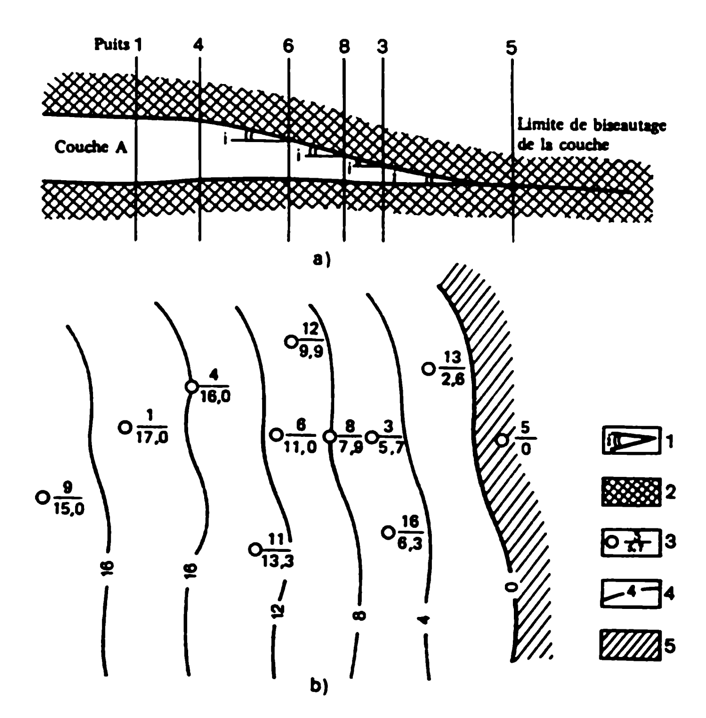


Fig. 91. Détermination de la limite de biseautage de la couche productive *A* d'après la variation du gradient de son épaisseur

a, profil suivant la ligne des puits *1-5*; *b*, carte de l'épaisseur effective de la couche *A* . *1*, angle de la diminution constante de l'épaisseur ; *2*, roches imperméables ; *3*, puits (au numérateur le numéro du puits , au dénominateur l'épaisseur effective en m) ; *4*, isopaches en m ; *5*, zone de biseautage

La frontière du biseautage se définit de façon univoque en fonction du gradient de variation de l'épaisseur effective de la couche (banc intercalé) productive sur le profil, d'après au moins trois points en direction du biseautage (fig. 91). Si l'on ne peut établir le gradient de variation de l'épaisseur effective, la frontière du réservoir (ligne d'épaisseur zéro) est tracée par le milieu de la distance séparant deux puits dans l'un desquels on a abordé la couche-réservoir.

La substitution au lithofaciès de réservoirs de couche productive de formations imperméables marque une détérioration progressive des caractéristiques de réservoir de la couche, ainsi qu'une diminution de l'épaisseur des réservoirs à l'approche de la frontière réservoir — non-réservoir jusqu'à zéro.

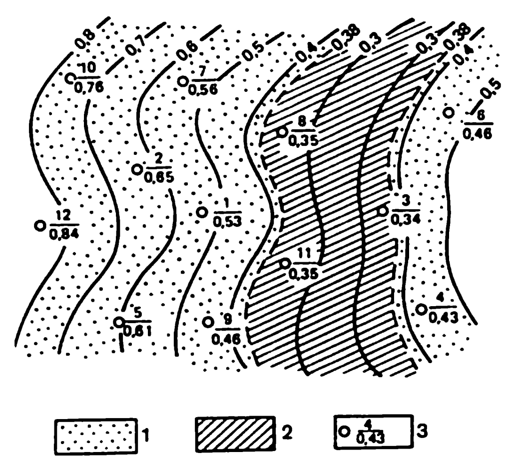


Fig. 92. Détermination de la frontière d'extension du réservoir d'après la carte des variations des valeurs d'anomalie relative α_{pp}

1, réservoir ; *2*, non-réservoir ; *3*, puits (au numérateur le numéro de ce dernier, au dénominateur la valeur de α_{pp})

Par conséquent, en déterminant la frontière d'extension des réservoirs on tient compte de l'étendue de conditionnement des paramètres des couches productives en surface. Pour délimiter cette frontière par la méthode des triangles on trace la carte des variations de valeurs, par exemple, de α_{pp} ou d'un autre paramètre géophysique (fig. 92). On trace sur la carte par interpolation l'isoligne α_{pp} correspondant à la valeur de conditionnement de ce paramètre. La zone aux valeurs supérieures de α_{pp} représentera la région d'extension des réservoirs, tandis que la zone située de l'autre côté de l'isoligne à valeur de conditionnement de α_{pp} sera la région de localisation des non-réservoirs.

De façon analogue on peut repérer également les zones de distribution de réservoirs de productivité différente, par exemple, les réservoirs à grès et les réservoirs à aleurolites. Dans ce dernier cas cette carte est dénommée carte de lithofaciès.

En construisant la carte d'épaisseur effective de la couche productive on inscrit près de chaque puits l'épaisseur des réservoirs abordés par ces derniers et l'on trace la frontière réservoir — non réservoir. Dans le cas des modifications de lithofaciès le levé est exécuté à partir de la carte de α_{PP} ou d'un autre paramètre géophysique, tandis qu'en cas de biseautage on construit la carte par le mode décrit plus haut.

En traçant les autres isopaches (courbes d'égales épaisseurs) l'interpolation de l'isopache zéro au puits le plus proche ayant abordé l'épaisseur

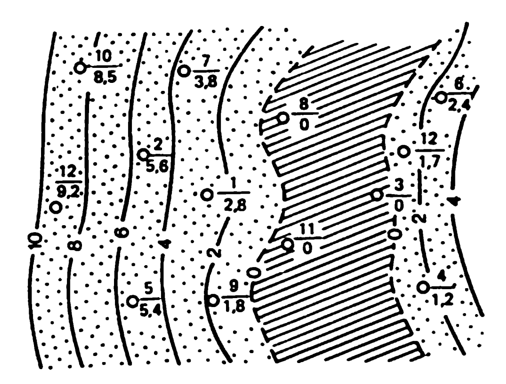


Fig. 93. Construction de la carte d'épaisseur effective de la couche productive subissant la substitution de non-réservoir au réservoir sur toute son épaisseur

Pour la légende voir fig. 92

effective est conduite linéairement compte tenu de la section choisie. Entre les autres puits les isopaches d'épaisseur effective sont tracées avec le recours à la méthode des triangles (fig. 93).

§ 9. Particularités du tracé des cartes structurales de la couche productive

A l'aide des cartes structurales on repère la variation du modèle de la surface des strates et des couches. Pour des constructions géologiques générales la carte structurale est tracée par le toit du système stratigraphique ou du repère d'appui. L'étude détaillée de l'architecture des couches producti-

ves prévoit plusieurs variantes de surfaces pour le tracé des cartes structurales. Si la couche est homogène les cartes sont construites par le toit et le mur de ses réservoirs. Si la couche comprend plusieurs bancs perméables les cartes structurales de cette couche sont construites par le toit du banc le plus élevé et le mur du banc le plus bas. Dans les deux cas les cartes tracées seront les cartes de surfaces du toit et du mur des réservoirs de la couche productive.

La base de construction des cartes structurales et des cartes de surfaces de la couche productive est constituée par l'information sur les cotes absolues de son toit et de son mur. S'ils sont d'une altitude supérieure au niveau de la mer ils sont affectés du signe «plus», dans le cas contraire du signe «moins». La carte se présente sous la forme d'un système de courbes de niveaux appelées isohypses.

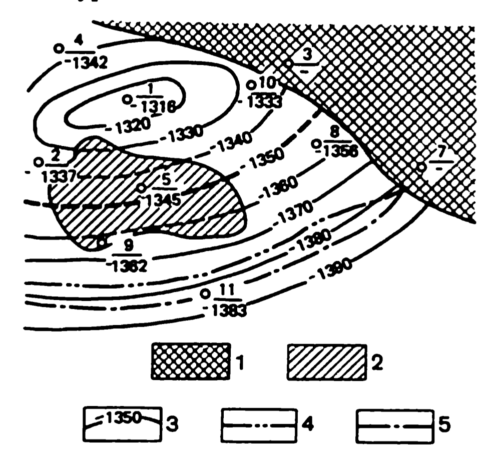


Fig. 94. Carte de la surface du toit d'une couche productive subissant un biseautage et une substitution de non-réservoirs aux réservoirs sur toute leur épaisseur

Zones : *1*, de biseautage ; *2*, de modification de faciès sur toute l'épaisseur ; *3*, isohypses de la surface de la couche en m ; limites de la zone productive : *4*, internes ; *5*, externes

Dans les secteurs où la couche productive est absente du fait d'un biseautage les isohypses ne sont pas tracées, quant à la zone d'absence de couche productive elle est figurée par une ligne avec son symbole de convention. S'il y a en plusieurs puits la substitution aux réservoirs de formations imperméables sur toute l'épaisseur de la couche, la frontière d'extension des réservoirs est rapportée avant le tracé de la carte de la surface à partir de la carte de valeurs de α_{PP}. Les isohypses dans la zone de substitution sont tracées en pointillés compte tenu des cotes d'analogues imperméables de bancs-réservoirs (fig. 94).

Le mode essentiel de la construction des cartes structurales et des cartes de surfaces est la méthode des triangles. Avant la construction on doit procéder à l'analyse des positions de cotes d'altitude du toit ou du mur des réservoirs de la couche, sur la base de laquelle on a une approche schématique de la forme de la structure et de son extension. En disposant les triangles on ne doit pas réunir par des lignes les puits situés sur les flancs différents de la structure. Il faut également éviter les angles aigus en construisant les triangles, les grands côtés étant menés parallèlement à la direction de la structure (voir fig. 90).

Dans les régions où sont développés les plis linéaires le procédé plus efficace de construction des cartes est le recours à la méthode de profils en série. Quelquefois pour la construction de cartes structurales d'horizons très profonds, abordés par des puits unitaires, on utilise la méthode de convergence.

§ 10. Détermination des limites d'extension des gisements de pétrole et de gaz et tracé des cartes d'épaisseur effective de la partie de la couche imprégnée d'huile et de gaz

Les limites d'extension des gisements de pétrole et de gaz sont aussi contrôlées comme les zones de biseautage et de variation de lithofaciès par les contacts eau-huile, gaz-eau et gaz-huile. En déterminant les contacts on

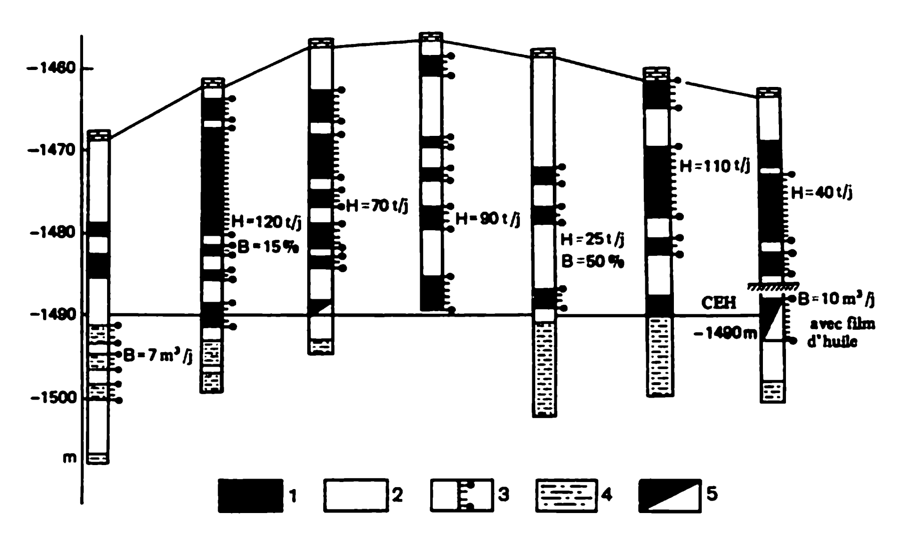


Fig. 95. Schéma justifiant la formation de la cote absolue du contact eau-huile

Intervalles : *1*, pétrolifère ; *2*, imperméable ; *3*, de perforation ; *4*, aquifère ; *5*, à caractéristiques imprécises ; *H*, débit d'huile ; *B*, inondation de l'huile en % et débit d'eau en m³/j

utilise les données d'échantillonnage et les investigations géophysiques de chantier de puits. Dans ce but on établit le schéma d'échantillonnage de contacts eau-huile, gaz-huile, gaz-eau avec argumentation sur lequel on porte l'échelle des profondeurs en cotes absolues et les colonnes de tous les puits avec rapport sur la ligne du profil de leurs projections sur le plan vertical (fig. 95). Sur la colonne de chaque puits on indique par des symboles conventionnels : la position du toit et du mur de la couche ; les intervalles perméables et imperméables ; l'imprégnation d'intervalles perméables par l'huile, le gaz et l'eau, de même que les contacts mutuels d'après les données d'investigations géophysiques de chantier ; les intervalles d'échantillonnage et leurs résultats ; les diamètres des couronnes et les dépressions de la couche. D'après ces données se crée la représentation sur la nature des contacts.

En règle générale le contact huile-eau est rarement un plan régulier. Habituellement c'est une surface irrégulière soit horizontale soit inclinée. Le contact de fluides liquides avec le gaz est le plus souvent horizontal ; sa surface sa rapproche du plan. La ligne des contacts est tracée sur le schéma de manière à représenter une moyenne de contacts dans différents puits.

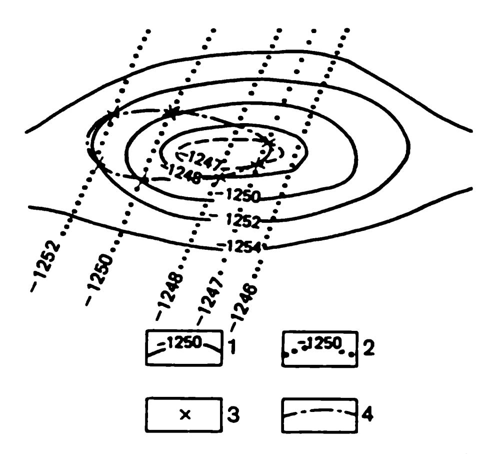


Fig. 96. Détermination du contour externe de la zone à huile au cas d'inclinaison du contact eau-huile

Isohypses en m : *1*, du toit de la couche ; *2*, de la surface de contact ; *3*, points d'intersection des surfaces de contact et du toit de la couche ; *4*, contour externe de la zone à huile

Les cotes établies ainsi des contacts huile-eau, huile-gaz, gaz-eau sont rapportées sur les cartes de surfaces du toit et du mur des réservoirs de la couche productive dans le but de figurer les contours externe et interne des zones à huile et à gaz déterminant les frontières du gisement en couche anti-

clinale. Dans les gisements en amas on ne rapporte que le contour externe. Si le contact est horizontal les contours externes et internes suivent les isohypses de cote du contact. Si le contact est incliné on établit au préalable la carte de la surface de contact. Ensuite, cette carte est superposée successivement sur les cartes de la surface du toit (fig. 96) et du mur des réservoirs de la couche productive et, par les points de mêmes cotes, on trace respectivement les contours externe et interne de la zone à huile. Après quoi le contour interne est rapporté sur la carte de la surface du toit des réservoirs de la couche productive.

Dans les couches aux bonnes caractéristiques de réservoir les gisements mis en place présentent une frontière nette entre l'huile et l'eau. Dans les couches hétérogènes surtout aux basses caractéristiques de réservoir, de même que dans les gisements en train de se former, entre les parties à huile et à eau se trouve une zone intermédiaire imprégnée d'huile et d'eau. En outre, à mesure qu'on s'enfonce, l'imprégnation en eau augmente.

Dans la coupe de la zone intermédiaire on distingue de façon conventionnelle trois intervalles. L'échantillonnage de l'intervalle supérieur, voisin de la zone à imprégnation maximale en huile, ne fournit, en règle générale, qu'un écoulement d'huile, de l'intervalle moyen, d'huile et d'eau, et, plus on s'éloigne de la zone d'imprégnation maximale en huile, plus le pourcentage d'eau dans le débit du puits s'élève ; l'échantillonnage de l'intervalle inférieur ne fournit qu'un écoulement d'eau.

La frontière entre les intervalles conventionnels moyen et inférieur est la limite du gisement pétrolifère. Sur le graphique de la variation de la perméabilité relative en fonction de l'imprégnation en pétrole elle correspond au point où la perméabilité relative de l'huile devient avec l'arrivée de deux phases au puits supérieure à zéro. Comme l'imprégnation en huile dans la zone intermédiaire est toujours inférieure à celle du gisement principal, on calcule les réserves de la zone intermédiaire séparément. Pour ce faire on établit les cartes de l'épaisseur effective de la partie pétrolifère et gazéifère de la couche, de la zone intermédiaire et du gisement principal.

Cartes de l'épaisseur effective de la partie pétrolifère et gazéifère de la couche

Ces cartes sont établies sur la base des cartes de l'épaisseur effective de la couche (fig. 97). Sur une telle carte d'un gisement en couche anticlinale on porte les contours externe et interne des zones à huile et à gaz. Dans les limites des contours internes la carte de l'épaisseur effective de la partie de la couche imprégnée d'huile et de gaz correspond complètement à celle de l'épaisseur effective. Dans la zone à eau et à huile entre les contours interne et externe des zones à huile et à gaz on mène les isopaches par interpolation

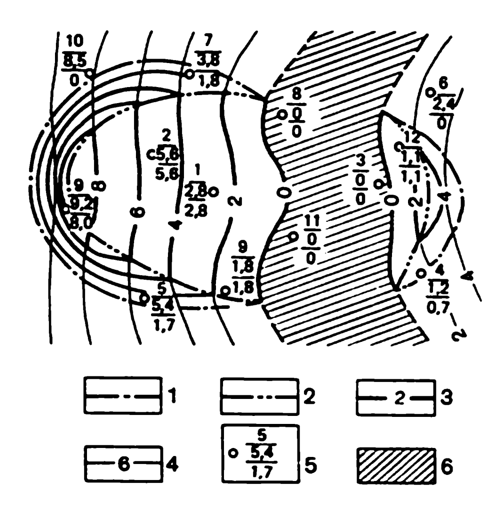


Fig. 97. Carte d'épaisseur effective de la couche et de la partie pétrolifère de la couche d'un gisement en couche anticlinale

Limites de la zone productive : *1*, externes ; *2*, internes ; *3*, isopaches de la partie de la couche imprégnée d'huile en m ; *4*, isopaches de l'épaisseur effective de la couche en m ; *5*, puits (en haut le numéro du puits, au milieu l'épaisseur effective en m et en bas l'épaisseur effective de la partie de la couche imprégnée d'huile en m) ; *6*, zone d'absence de réservoir

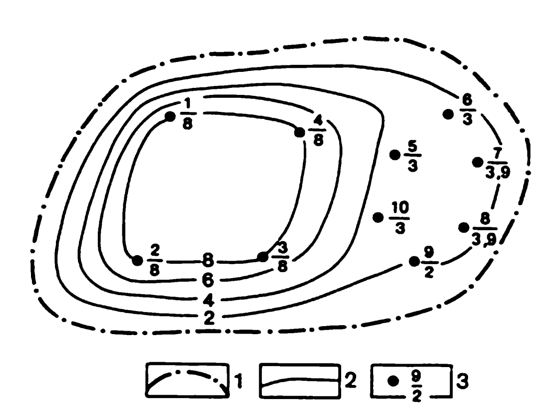


Fig. 98. Carte de l'épaisseur effective de la partie de la couche imprégnée d'huile au cas d'un gisement en amas (d'après M. Jdanov)

1, limites de la zone productive ; *2*, isopaches en m ; *3*, puits (au numérateur le numéro du puits, au dénominateur l'épaisseur effective de la partie de la couche imprégnée d'huile en m)

entre les valeurs d'isopaches aux points de leur intersection avec les contours internes jusqu'à zéro sur les contours externes. Il faut dans ce cas prendre en considération les données des puits de la zone à eau et à huile. Pour les gisements en amas (fig. 98) la carte de l'épaisseur effective de la partie imprégnée d'huile et de gaz de la couche s'établit par interpolation entre la valeur maximale de l'épaisseur à la voûte de la structure et la valeur nulle sur le contour externe compte tenu des données sur les puits.

§ 11. Appréciation quantitative de l'hétérogénéité géologique des couches avec utilisation des méthodes mathématiques sur l'ordinateur

On a étudié plus haut les différents modes de représentation graphique de l'hétérogénéité géologique. Or toutes les constructions exécutées compte tenu de l'étendue de conditionnement des paramètres de couches productives sont déjà basées sur l'analyse statistique de la liaison tenue entre deux paramètres géologiques. Ces derniers temps, pour leur étude on a largement utilisé dans la pratique les ordinateurs. Ils accélèrent fortement les calculs quand il faut au chercheur établir avec précision le mode de liaison, rectiligne ou curviligne. L'ordinateur est irremplaçable lorsqu'il s'agit d'étudier les liaisons multidimensionnelles entre différentes propriétés pétrophysiques des réservoirs pour l'appréciation de l'étendue de conditionnement des paramètres de couches productives.

A côté des procédés décrits plus haut l'hétérogénéité des couches productives peut être appréciée quantitativement au moyen de différents coefficients pris en considération dans le calcul sur ordinateur de différentes variantes de systèmes projetés d'exploitation. Les matériaux comprenant les corrélations détaillées, les cartes de distribution de couches et de bancs intercalés, etc. servent de base de calcul.

Le *facteur de structure* indique le nombre moyen de bancs sableux de la couche suivant les logs de tous les puits de l'aire étudiée. On peut l'exprimer en grandeurs absolues de même qu'en recourant à l'entropie, mesure de la théorie de l'information. En grandeurs absolues il est égal au nombre de bancs au sein de la couche productive, établis dans chaque puits. Sur la base de la formule de calcul de l'entropie $H = -\Sigma p_i \lg p_i$ (p_i étant la probabilité de l'apparition de l'événement) on a proposé d'assimiler la fraction de l'épaisseur de chaque banc dans toute l'épaisseur de la couche h_b/h_c à l'élément de probabilité. Ainsi on a la possibilité dans le calcul du facteur de structure de tenir compte en même temps non seulement du nombre de bancs mais aussi de leur épaisseur.

Le *facteur de cohésion lithologique* caractérise la communicabilité d'un banc avec les bancs voisins. Il est égal au rapport de l'aire totale de la zone de fusion à l'aire totale de distribution de ce banc au sein du gisement.

Le *facteur de continuité* indique le degré d'extension du banc sur l'aire. C'est le quotient de la division de l'aire totale d'extension du banc par l'aire totale du gisement.

L'hétérogénéité des paramètres des couches productives peut s'exprimer quantitativement à l'aide d'un appareil de méthodes statistiques étendu. La répartition de valeurs de la porosité, de l'étanchéité, de la teneur en argile, etc. peut être représentée graphiquement au moyen du polygone de distribution ainsi qu'appréciée à l'aide de caractéristiques principales de distribution : valeur moyenne, dispersion, coefficient d'asymétrie, excès. La dispersion caractérise le degré d'écart des valeurs du paramètre par rapport à leur valeur moyenne, le coefficient d'asymétrie leur symétrie relativement à la moyenne et l'excès la courbe de distribution à sommet abrupt et plat. Pour ce faire on recourt souvent au coefficient de variations égal au quotient de la division de l'écart quadratique moyen par la grandeur de la valeur moyenne. Etant donné que dans nombre de champs on a rassemblé une grande quantité de données de fait, pour le calcul de caractéristiques de distribution principales on recourt aux ordinateurs dans la mémoire desquels sont souvent inclus les programmes courants de détermination de ces caractéristiques.

Moins grand est le degré d'écart des valeurs de paramètres de la valeur moyenne relative, plus les sommets du polygone de distribution sont abrupts et plus ce dernier est symétrique, moins grandes sont ces caractéristiques principales et plus homogène est la couche. Le géologue de chantier tâche de diviser toute distribution hétérogène en composantes homogènes, d'élucider la raison de l'hétérogénéité, de trouver en se servant de l'ordinateur la courbe théorique de la distribution homogène dont les paramètres sont par la suite utilisés pour le calcul sur machine de variantes d'exploitation du gisement.

CHAPITRE III

Régimes des gisements de pétrole et de gaz

§ 1. Sources principales d'énergie de gisement

Tout gisement de pétrole ou de gaz possède une énergie potentielle qui en cours d'exploitation du gisement devient cinétique et est dépensée à l'expulsion de l'huile et du gaz de la couche. L'expulsion des fluides du gisement s'effectue sous l'action de forces naturelles, porteurs principaux d'énergie de gisement. L'énergie de gisement s'accumule et se forme dans le gisement sous l'action du système hydrodynamique (de water-drive) de

l'horizon productif. Sous l'influence de l'énergie de ce même système durant la période de mise en place du gisement se forment et s'accumulent d'autres sources d'énergie de gisement : des forces élastiques du pétrole, de l'eau et de la roche ; du gaz comprimé dans le gas-cap ; du gaz dissous dans l'huile. En outre, au sein des couches se manifeste l'action de la pesanteur.

Ces forces se développent en fonction de la nature du réservoir souterrain, du type et de la forme du gisement, des caractéristiques de réservoir et de l'hétérogénéité de la couche au sein du gisement et en son voisinage, de la composition et du rapport entre les fluides et le gisement, de son éloignement de la source d'alimentation en eau de formation et des conditions d'exploitation.

Pour garantir l'afflux de pétrole dans le puits la pression de formation, que ces sources d'énergie engendrent, doit être suffisante pour surmonter les forces qui s'opposent au mouvement de l'huile dans le gisement et le maintiennent dans la couche. Ces forces sont : la résistance de frottement ; la résistance à la déformation des bulles gazeuses à la traversée de capillaires tortueux de section variée (effet Jamin) ; les forces de collage ; les forces capillaires.

L'efficacité des sources d'énergie de formation est variée. Plus grande est la différence entre les charges créées par les sources d'énergie de formation et les forces s'y opposant, plus importantes sont les ressources énergétiques de la couche.

§ 2. Pression au sein des gisements de pétrole et de gaz

On apprécie les ressources énergétiques de la couche en fonction des variations de la pression de gisement. Habituellement plus grande est la pression initiale du gisement, plus importantes sont ses ressources énergétiques. Toutefois, la pression du gisement initiale ne permet pas toujours de se faire une représentation correcte sur les réserves d'énergie de la couche. C'est ainsi que dans les réservoirs fermés de faibles dimensions situés à de grandes profondeurs la pression de gisement initiale peut être importante bien que les réserves énergétiques en soient infimes, tandis que dans les grands réservoirs souterrains situés à des profondeurs relativement faibles et possédant une pression initiale inférieure à celle des gisements précédents la réserve d'énergie de gisement s'avère importante. La représentation la plus complète sur les réserves en énergie de gisement peut être obtenue d'après la nature des variations de la pression en cours d'exploitation du gisement.

Comme on le sait, la pression de gisement augmente avec la profondeur. Il a été établi que tous les 10 m de profondeur elle s'accroît en différentes régions pétrolifère et gazéifère de 0,08 à 0,12 MPa, ce qui correspond à la pression hydrostatique d'une colonne d'eau.

Dans la plupart des champs de pétrole la pression de gisement dépend directement de la profondeur des couches, et, d'une façon approchée, elle peut être calculée en divisant la profondeur de la couche par 10 ($p_c = H/10$).

Mais il faut tenir compte du fait que dans une série de champs d'Azerbaïdjan, de Tourkménistan, du Caucase du Nord, etc. la pression de gisement dépasse de beaucoup l'hydrostatique. Le phénomène peut être dû à la pression de couches sus-jacentes, au gisement moins profond de couches associées à un réservoir fermé, au fait de mouvements tectoniques verticaux, de même qu'à la communication du gisement avec les horizons plus profonds par des fissures d'origine tectonique. Dans un gisement gazier la pression anomalement élevée au toit se trouvant à une altitude suffisamment haute s'explique par le fait que la pression dans tout le gisement est essentiellement fonction de la grandeur de celle du gisement au niveau du contact gaz-eau. On fournit le schéma d'un réservoir souterrain du type tabulaire à la figure 99.

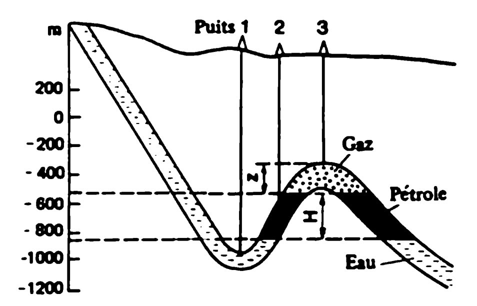


Fig. 99. Schéma montrant la distribution de la pression de gisement
Hauteur : z, du gas-cap ; H, de la zone à huile du gisement

Il est indispensable de remarquer qu'avant de procéder à l'exploitation du gisement, la pression dans la couche est habituellement la même pour un niveau hypsométrique donné. Or dans certains champs on observe un écartement important de cette règle qui s'explique par la différence de charges d'eaux périphériques sur les différents flancs de la structure, la présence de fractures tectoniques, etc.

Cartes d'isobares. La nature de la répartition de pression dans un gisement suivant la couche est étudiée le mieux en recourant aux cartes de pressions ou d'isobares.

La méthode de construction de cartes d'isobares rappelle celle utilisée pour le tracé des cartes de surfaces topographiques.

Les cartes d'isobares construites d'après les mesures de pressions de gisement dans le puits au niveau de la couche ou d'après les pressions recalculées au niveau de la couche sont appelées cartes d'isobares vraies. Ces cartes indépendamment de la variation de pression au sein de la couche en cours d'exploitation du gisement reflètent aussi la différence de pressions de gisement traduisant les cotes hypsométriques de la couche ainsi que la densité d'imprégnation par les fluides. Par suite, l'utilisation de ces cartes rend difficile le contrôle de la pression de gisement en cours d'exploitation.

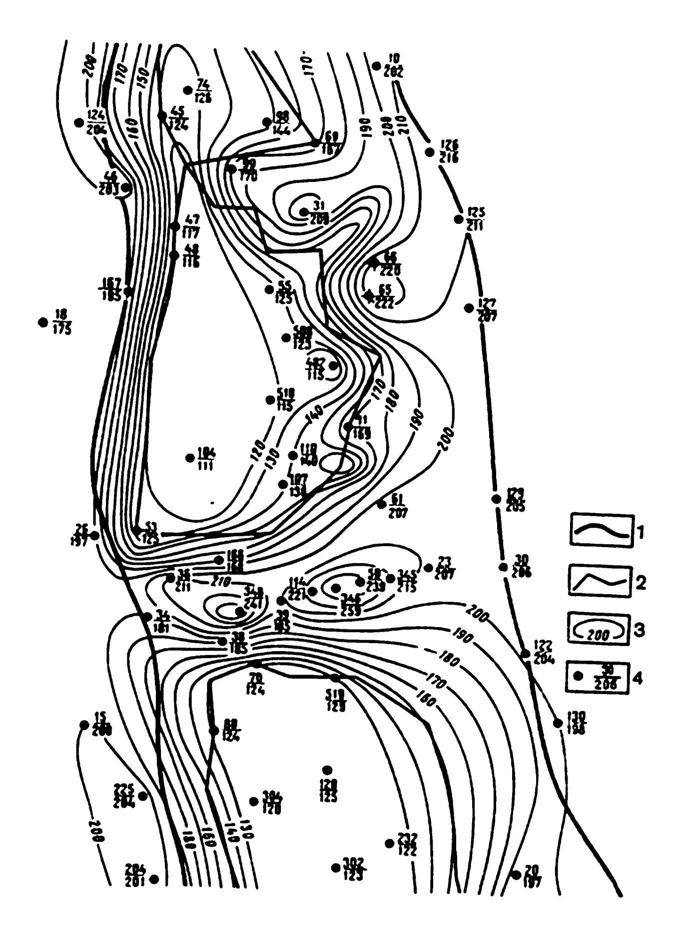


Fig. 100. Carte d'isobares (réduites au contact eau-huile) d'un gisement de pétrole du sus-horizon yasnopolianien du champ de Yarino-Kamennolojskaïa

1, contour externe de la zone à huile ; *2*, extension du soutirage ; *3*, isobares en MPa ; *4*, puits (au numérateur le numéro du puits, au dénominateur la pression de gisement réduite au contact eau-huile en MPa)

Aussi dans la pratique a-t-on pris l'habitude de construire les cartes d'isobares d'après les pressions recalculées pour le niveau du contact eau-huile. Ces cartes ont reçu la dénomination de cartes d'isobares réduites (fig. 100).

Le calcul de la pression p_r réduite au niveau du contact eau-huile d'après la valeur vraie connue est effectué en utilisant la formule

$$p_r = p_v \pm \frac{\rho_l(H_{abs} + A - \Delta l - H_m)}{10},$$

où p_v est la pression de gisement vraie à la profondeur de la mesure H_m; H_{abs} la profondeur absolue du plan de réduction de la pression ; A l'altitude de la table de rotation du puits ; Δl l'allongement du puits à la profondeur du plan de réduction ; ρ_l la densité du liquide.

Si le contact eau-huile n'est pas horizontal, on utilise pour les calculs un plan horizontal passant par la cote de la valeur moyenne du contact eau-huile.

Il est recommandé d'établir les cartes d'isobares réduites périodiquement, une fois tous les trois mois. Pour ce faire on mesure les pressions de gisement dans les puits durant une période ne dépassant pas 30 jours. On passe aux mesures 15 jours avant le début du trimestre.

En comparant la carte d'isobares d'un trimestre à celle obtenue au trimestre précédent, on enregistre comment a varié la pression durant la période écoulée. L'analyse suivante de toutes les données de chantier (échantillonnage d'huile du puits d'exploitation, injection d'eau dans le puits approprié, caractéristiques de réservoir de la couche, etc.) permet de fixer les causes de la variation de pression dans tel ou tel secteur de la couche. Une attention particulière doit être attachée aux zones de chutes maximales de la pression de gisement. En s'appuyant sur l'information fournie par les cartes d'isobares, on recommande et l'on met en œuvre les mesures indispensables à l'élimination des causes de forte réduction de pression dans certains secteurs de la couche.

Pour les gisements gaziers les cartes d'isobares vraies et réduites au plan de contact gaz-eau coïncident dans la pratique, car la pression en différents secteurs du gisement de gaz se trouvant à des niveaux hypsométriques différents se modifie de façon insignifiante.

§ 3. Régimes des gisements pétrolifères

A chaque étape d'exploitation la production de pétrole et de gaz est réalisée sous l'action prépondérante d'une et quelquefois de plusieurs sources d'énergie de gisement.

La forme de manifestation de l'énergie de gisement qui met en mouvement l'huile ou le gaz le long de la couche vers les fonds du trou de forage

et qui dépend des conditions naturelles et des mesures d'action sur la couche est appelée régime de gisement.

Les régimes de gisement sont appréciés d'après la variation suivant le temps des débits des puits, des pressions de gisement, des facteurs de gaz ainsi que d'après l'invasion d'eaux périphériques.

L'appellation des régimes traduit la nature de l'action de principales sources d'énergie de gisement au cours d'une période déterminée d'exploitation. En conséquence on distingue les régimes naturels suivants des gisements de pétrole : par water-drive (hydrodynamique), par expansion hydrodynamique, par expansion de gaz dissous, par poussée de gaz (ou de gas-cap) et de drainage, par gravité.

Outre les régimes mentionnés il peut se manifester dans les gisements des régimes mixtes engendrés par l'action commune de deux ou de plusieurs sources d'énergie de gisement.

La détermination du régime de travail du gisement au premier stade permet d'établir un projet plus argumenté du système d'exploitation du gisement assurant l'extraction maximale de pétrole et de gaz du sous-sol.

Régime de water-drive

La source principale d'énergie de gisement en cas de régime de water-drive est la pression de la nappe d'eaux inférieures. La nappe d'eaux inférieures pénètre dans le gisement et remplace le volume de l'huile extraite de la couche. Ainsi la pression dans la couche est maintenue constante.

La constance de la charge de la nappe d'eaux inférieures est fonction d'une série de facteurs géologiques et hydrogéologiques auxquels on rattache la proche disposition du gisement de la région d'alimentation, la bonne communication entre le gisement et la région d'alimentation à grand débit d'eaux superficielles et atmosphériques et une importante différence entre les niveaux hypsométriques. La transmission rapide de la pression de contact huile-eau aux fonds de forage des puits d'exploitation est assurée par une perméabilité élevée de la couche-réservoir non affectée par différentes substitutions de faciès.

Dans les gisements à régime de water-drive le taux de production de pétrole est le paramètre essentiel déterminant les variations de la pression de gisement. Il peut atteindre 7—8 % des extractions initiales de réserves de pétrole du gisement.

Durant la période de fonctionnement du gisement en régime de water-drive le soutirage d'huile peut se conserver au même niveau (fig. 101). La pression de gisement diminue quelque peu d'abord et, ensuite, se conserve au niveau supérieur à la pression d'imprégnation, par suite, les facteurs de gaz sont bas et ne varient pas dans le temps. Sous l'action de la charge

constante de la nappe d'eaux inférieures il se produit une montée progressive du contact eau-huile ainsi qu'une inondation des puits d'exploitation. En fin d'exploitation, lorsque la majorité des puits est inondée et mise au rebut, les soutirages annuels baissent fortement, tandis que la pression de gisement augmente.

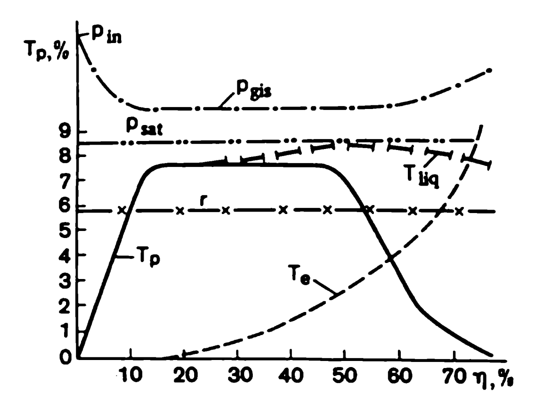


Fig. 101. Graphique du régime de water-drive d'un gisement de pétrole

Production : T_p, pétrole ; T_e, eau ; r, facteur de gaz ; pressions : p_{in}, initiale ; p_{gis}, de gisement ; p_{sat}, de saturation ; T_{liq}, débit cumulé de liquide ; η, taux de service de la récupération d'huile

Le régime de water-drive est le plus efficace des régimes. Il se caractérise par un taux très élevé d'extraction du pétrole atteignant parfois 0,8. Cette récupération d'huile n'est atteinte qu'avec le maintien des cadences optimales de soutirage.

Régime d'expansion hydrodynamique

Au régime d'expansion hydrodynamique les forces élastiques de l'eau, de l'huile et des roches comprimées au sein de la Terre par la pression sont une source principale d'énergie de gisement. L'apparition des forces élastiques s'explique par la faible charge de la nappe d'eaux inférieures qui ne garantit pas la pression constante de gisement au taux annuel de production de pétrole de 4 à 5 % des réserves initialement récupérables. Dans les gisements à régime d'expansion hydrodynamique la communication avec la région d'alimentation est habituellement faible, car cette dernière en est généralement éloignée et les caractéristiques de réservoirs de la couche sont très hétérogènes. La pression de gisement est beaucoup supérieure à celle d'imprégnation.

Dès la mise en exploitation des puits, il se forme dans les environs du fond de forage une zone de basse pression. Dans cette zone l'eau liée et les grains de roche, sous l'action de forces élastiques, commencent à gonfler et créent une pression complémentaire favorisant l'écoulement de l'huile en direction du fond de forage des puits. Le soutirage de pétrole continuant, la zone de basse pression s'élargit et libère les forces élastiques à de grandes distances des puits d'exploitation. Progressivement la zone de basse pression s'étend à la partie aquifère de la couche et, par suite, déclenche l'action des forces élastiques de l'eau et des grains qui gonflent sur une aire énorme. La charge ainsi créée provoque le mouvement d'eau vers la zone de soutirage. Il se produit ainsi un envahissement du gisement par de l'eau et un déplacement irrégulier du contact eau-huile. Vu la grande hétérogénéité de la couche productive, l'eau se faufile par les canaux les plus perméables vers les fonds de forage et entraîne l'inondation prématurée de ces derniers. Le pourcentage de la production mouillée croît ainsi.

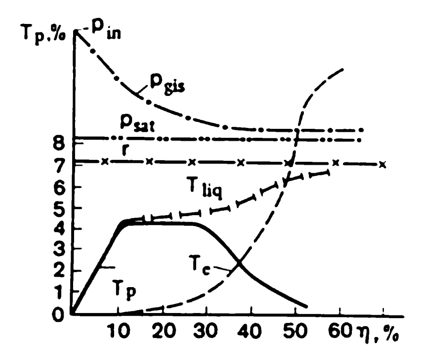


Fig. 102. Graphique du régime d'expansion hydrodynamique d'un gisement de pétrole
Pour la légende voir figure 101

Au régime d'expansion hydrodynamique la pression de gisement d'abord s'abaisse, ensuite, demeure constante en fonction des soutirages courants et sommés d'huile de la couche tout en dépassant la pression d'imprégnation. En conséquence, le facteur de gaz reste sans changement en cours d'exploitation. Si le taux de production augmente, la pression de gisement diminue et, lorsqu'elle devient inférieure à celle d'imprégnation, le gisement passe au régime moins efficace par expansion du gaz dissous (fig. 102).

Au régime d'expansion hydrodynamique le taux d'extraction de pétrole ne dépasse pas 0,45.

Pour augmenter le taux de production du pétrole dans des gisements à régime d'expansion hydrodynamique, il èst nécessaire de maintenir constamment la pression de gisement par injection d'eau dans la couche, c'est-à-dire de créer un régime de water-drive artificiel.

Régime par expansion du gaz dissous

L'élasticité de bulles de gaz dissous en expansion est la forme principale d'énergie de formation dans les gisements à pétrole démunis ou presque de liaison hydrodynamique avec la nappe d'eaux inférieures. Dans ces gisements la pression initiale est presque égale à celle d'imprégnation. En conséquence, déjà après les premiers soutirages de pétrole la pression de gisement s'avère inférieure à la pression d'imprégnation (fig. 103). Il y a, par suite, une libération d'énergie du gaz dissous par formation et expansion de bulles de gaz. A ce moment elles communiquent au mélange formé de gaz et d'huile un haut niveau d'élasticité, contribuent à la fluidité de l'huile et facilitent le mouvement du mélange vers les fonds de sondage des puits d'exploitation. La période considérée d'exploitation du gisement se caractérise par un abaissement continu de la pression de gisement, une constance relative du facteur de gaz et l'accroissement de soutirages courants jusqu'au maximum.

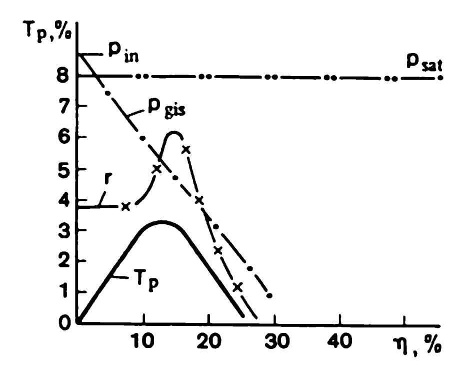


Fig. 103. Graphique du régime d'expansion du gaz dissous
Pour la légende voir fig. 101

En augmentant de volume les bulles de gaz, dont la mobilité est supérieure à celle de l'huile, s'ouvrent le passage vers les fonds de sondage de puits en précédant la filtration d'huile. Durant cette période le facteur de gaz augmente brusquement et diminue la perméabilité phasique (effective) de l'huile. En même temps, l'huile en perdant la majeure partie du gaz dissous devient plus visqueuse et moins mobile. Aussi nonobstant la chute continuelle de la pression de gisement les soutirages courants d'huile baissent-ils de façon brusque jusqu'au minimum.

Comme le contenu du gaz dissous dans l'huile est limité, son énergie s'abaisse, l'exhalaison de gaz cesse. Et l'on aboutit à la diminution du facteur de gaz jusqu'au minimum.

Ainsi dans le cas du régime par expansion du gaz dissous la cadence d'abaissement de la pression de gisement est fonction du soutirage total d'huile et de gaz.

L'exposé précédent témoigne du peu d'efficacité du régime par expansion du gaz dissous. Le taux d'extraction d'huile oscille suivant les conditions dans les limites de 0,1 à 0,3.

Pour élever le rendement de l'exploitation des gisements à régime par expansion du gaz dissous, on se sert de différentes méthodes de maintien de la pression de gisement : réinjection dans la couche du gaz extrait avec l'huile ; injection d'air ou injection d'eau centrale et périphérique.

Au moment où l'énergie accumulée dans le gaz dissous est complètement épuisée dans la couche, il s'établit dans le gisement un régime de drainage par gravité avec un plan d'huile libre.

Régime par poussée de gaz (régime de gas-cap)

Le régime par poussée de gaz se crée dans un gisement de pétrole aux dépens de l'énergie du gaz comprimé au préalable dans le gas-cap et se dilatant avec abaissement de la pression de gisement par suite du soutirage d'huile par les puits d'exploitation. La charge créée par le gaz en dilatation chasse l'huile en direction des fonds de sondage de puits et contribue à l'abaissement du contact gaz-huile.

Par suite des particularités de l'architecture géologique des couches productives et des gisements pétrolifères et gazéifères, le régime par poussée de gaz est une partie composante du régime mixte agissant dans de tels gisements et engendré par l'énergie du gaz dissous dans l'huile, du gaz se dilatant dans le gas-cap et les forces élastiques de la nappe d'eaux inférieures. Si la liaison hydrodynamique du gisement de pétrole avec la nappe d'eaux inférieures est faible, le régime mixte est mis en œuvre par les deux premières formes d'énergie de formation. Le régime par poussée de gaz est d'autant plus efficace que la structure est variée, l'étage gazéifère est élevé, la perméabilité des réservoirs est meilleure et la viscosité de l'huile est basse.

Vu que dans la partie à huile du gisement la pression initiale est égale à celle d'imprégnation, avec les premiers soutirages d'huile il s'établit d'abord dans le gisement un régime par expansion du gaz dissous. L'augmentation du cône de dépression entraîne la dilatation du gas-cap et lorsque la région d'abaissement de la pression atteint les frontières du gisement à huile, alors les forces élastiques de la nappe d'eaux inférieures interviennent et contribuent à la lente montée du contact eau-huile.

Par suite des soutirages d'huile la pression dans le gas-cap s'abaisse continuellement entraînant la diminution de la production et l'augmentation du facteur de gaz. Une partie du gaz dissous peut se libérer et migrer dans le gas-cap. Aussi pour conserver l'énergie de formation faut-il éviter les fuites de gaz du gas-cap, l'exploitation du puits avec un facteur de gaz élevé et les poussées d'huile dans les réservoirs à gas-cap. Dans ce but on injecte dans le gas-cap du gaz. L'observation de ces conditions permet d'élever le taux d'extraction d'huile.

Régime de drainage par gravité

Le régime de drainage par gravité se manifeste habituellement au dernier stade de l'exploitation du gisement pétrolifère, lorsque l'action d'autres sources d'énergie de gisement s'éteint. Au régime de drainage par gravité l'huile est poussée vers les fonds de sondage des puits par l'effet de la pesanteur.

On distingue deux formes de régime de drainage par gravité : de drainage par gravité et de drainage par gravité avec plan d'huile libre.

Le régime de drainage par gravité se manifeste dans les gisements de pétrole associés à des couches très perméables au pendage incliné et abrupt. Le soutirage d'huile à ce régime est fonction de la différence de cotes entre le fond de sondage du puits et le niveau supérieur d'huile. Plus le fond de sondage est bas plus son débit est grand.

Le régime de drainage par gravité avec plan d'huile libre s'observe dans les couches à pendage doux et aux mauvaises caractéristiques de réservoir présentant des changements par faciès importants. A ce régime les niveaux d'huile dans les puits d'exploitation se trouvent également plus bas que le toit de la couche. L'huile sous l'action de sa propre pesanteur arrive aux puits rien que des secteurs environnants. Aussi le niveau d'huile acquiert-il autour du puits la forme d'entonnoir.

Le taux d'extraction varie dans les régimes de drainage par gravité entre 0,1 et 0,2.

§ 4. Régimes des gisements gazéifères

Dans les couches à gaz les sources principales d'énergie de gisement sont la pression des gaz en expansion, les forces élastiques de l'eau et des roches, la charge de la nappe d'eaux inférieures.

Suivant l'action prépondérante d'une des sources d'énergie de gisement le régime des gisements gazéifères peut être gazeux, par expansion du gaz et hydrodynamique et de water-drive.

Les régimes des gisements gazéifères sont fonction des conditions géologiques, ainsi que des cadences d'exploitation du gisement. Mais comme

la viscosité du gaz est environ 100 fois inférieure à celle d'huile, la répartition des pressions s'effectue dans le gisement de gaz beaucoup plus vite que dans le gisement d'huile.

Régime gazeux

Dans les gisements à régime gazeux le soutirage de gaz s'effectue aux dépens de la pression créée par le gaz en expansion. Ce régime est observé dans les gisements formés dans les pièges complètement fermés mis en place grâce aux barrières lithologiques et tectoniques. Ce sont généralement de petits gisements.

Les régimes gazeux se caractérisent par un abaissement de la pression de gisement directement proportionnel au soutirage de gaz, car ces gisements sont démunis de sources extérieures de maintien de pression. Cette circonstance est utilisée au calcul des réserves de gaz par la méthode de chute de pression. On tient compte de ce que le rapport de la quantité retirée de gaz durant une période déterminée $Q_2 - Q_1$ à la différence de pression $p_1\alpha_1 - p_2\alpha_2$ (α étant une grandeur inverse du coefficient de compressibilité) répondant respectivement au début et à la fin de la période demeure constant au cours d'exploitation du gisement à régime gazeux.

Pour un régime gazeux les taux d'extraction caractéristiques varient entre 0,6 et 0,8.

Régime gazeux hydrodynamique

Les sources principales d'énergie de gisement au cas de régime gazeux hydrodynamique sont la faible charge de la nappe d'eaux inférieures, les forces élastiques de l'eau et de la roche, ainsi que du gaz en expansion. L'action des forces élastiques est dominante si la perméabilité de la couche est faible, la couche est hétérogène et la région d'alimentation est très éloignée du gisement.

L'action des forces élastiques de l'eau et de la roche ne se manifeste pas dans le gisement gazéifère de façon immédiate. Dans la première période d'exploitation il s'établit dans le gisement gazéifère un régime gazeux aux dépens de l'énergie d'expansion du gaz. La durée de ce régime varie suivant les gisements et est marquée par un abaissement de pression de 3 à 30 %.

Les eaux de formation en pénétrant dans le gisement prennent la place du volume libéré dans la couche. Cela entraîne une montée lente du contact gaz-eau. A mesure que l'extraction du gaz continue, et, partant, la pression de gisement diminue, la vitesse de circulation de l'eau dans le gisement augmente contribuant à l'élévation du taux d'extraction de gaz dans la période finale d'exploitation.

Pour le régime concerné les taux d'extraction de gaz caractéristiques varient de 0,8 à 0,9.

Le régime gazeux hydrodynamique est un phénomène fréquent dans les gisements gazéifères.

Régime de water-drive

La source principale d'énergie de gisement en régime de water-drive du gisement gazéifère est la charge de la nappe d'eaux inférieures. Les conditions de manifestation du régime de water-drive dans les gisements gazéifères sont analogues à celles de ce régime dans les gisements pétrolifères. Ces conditions favorisent les fortes charges de la nappe d'eaux inférieures qui, une fois la différence de pression créée, aussitôt après le commencement de soutirage du gaz, pénètre dans le gisement et occupe la place du volume libéré. Si les volumes du gaz extrait et de l'eau admise sont égaux, la pression du gisement ne baisse pas, alors que le soutirage de gaz de la couche s'accompagne de la montée progressive du contact gaz-eau.

Si la cadence de soutirage est accélérée, le rapport entre les volumes du gaz extrait et de l'eau admise peut être déséquilibré et, concurremment au régime de water-drive, apparaissent des régimes par expansion gazeux hydrodynamique et même gazeux moins efficaces. Donc, l'abaissement de la pression dans le gisement gazéifère en régime de water-drive est fonction du soutirage courant. En régime de water-drive le taux d'extraction du gaz est généralement maximal (jusqu'à 1).

CHAPITRE IV

Méthodes de calcul des réserves de pétrole et de gaz

Le calcul de réserves de pétrole et de gaz présente un grand intérêt pràtique. Sur la base des réserves calculées de pétrole et de gaz on procède au choix rationnel des orientations de développement des recherches géologiques, à l'établissement des plans de production de pétrole et de gaz, ainsi que de projets d'exploitation de champs.

La quantité des réserves est prise en considération lors de la détermination du volume d'investissement en construction et en aménagement de chantiers, de conduites d'huiles ainsi que de centres urbains et d'autres localités dans les régions d'exploitation de pétrole et de gaz.

Les réserves prospectées de pétrole, de gaz et de composés associés constituent la base de matières premières des entreprises d'industries pétrolières, gazières et chimiques en action, en reconstruction et projetées. La législation sur le sous-sol de l'U.R.S.S. et des Républiques fédérées

prévoit des garanties de l'authenticité de la détermination de la quantité et de la qualité des minéraux utiles principaux et associés. Une des conditions de conservation du sous-sol est la récupération maximale des minéraux utiles de ce dernier.

Pour élever le degré des estimations quantitatives des réserves de minéraux utiles il a été créé en Union Soviétique un organisme spécial, la Commission d'Etat pour les réserves de minéraux utiles près le Conseil des ministres de l'U.R.S.S. Il lui est assigné de fixer et d'élaborer les catégories des réserves de champs de minéraux utiles et de préparer les instructions réglementant leur application.

§ 1. Notion de classification des réserves de champs de pétrole et de gaz combustible

En déterminant les réserves de pétrole et de gaz il faut aussi calculer obligatoirement et estimer les réserves de tous les composés associés (condensat, hélium, soufre, etc.). Le calcul des réserves du pétrole, du gaz et des composés associés s'effectue séparément pour chaque gisement ainsi que pour le champ dans son ensemble.

Les réserves du pétrole et du condensat sont estimées et calculées en milliers de tonnes, les réserves de gaz en millions de mètres cubes, les réserves d'hélium en milliers de mètres cubiques aux conditions standard (à la pression de 0,1 MPa et à la température de 293 K).

Les réserves du pétrole, du gaz et des composés associés sont divisées en fonction de leur importance pour l'économie nationale en deux groupes dont le calcul et l'estimation sont effectués séparément : les réserves actives dont l'exploitation est actuellement rentable et les réserves non actives à exploitation non rentable pour le moment, mais dont la mise en valeur industrielle peut s'avérer rentable ultérieurement.

Dans la composition des réserves actives de pétrole, de gaz et de condensat on range les réserves récupérables qui peuvent être extraites du sous-sol avec l'utilisation la plus rationnelle et complète des techniques et de la technologie modernes.

Le document graphique essentiel de calcul des réserves est le plan de calcul. Il est établi sur la base de la carte de la surface au toit des réservoirs de la couche productive à l'échelle de 1/5000-1/50 000 (parfois de 1/100 000). On doit y indiquer les limites des catégories de réserves, les contours pétrolifères et gazéifères, les résultats d'échantillonnage des puits, les catégories de puits, les caractéristiques de réservoirs, etc.

Les réserves du pétrole, du gaz et des composées associés sont groupées d'après le degré de leur prospection en quatre catégories : A, B, C_1 et C_2.

§ 2. Methodes de calcul des réserves de pétrole

Méthode volumétrique

La méthode volumétrique s'appuie sur la détermination du volume de l'espace occupé par les pores des roches-magasins et imprégné de pétrole. Le calcul des réserves de pétrole s'effectue pour chaque objet soumis au calcul séparément. En guise de ce dernier on choisit la couche productive possédant un toit et un mur étanches et renfermant un gisement avec un seul contact eau-huile (gaz-eau). Si en cours d'exploitation dans l'objet concerné de calcul se dégagent plusieurs unités d'exploitation, on doit leur faire correspondre dans le recalcul des objets de calcul séparés. Lorsque l'objet de calcul présente plusieurs catégories de réserves, ces dernières doivent être calculées par catégories. Les réserves totales de l'objet de calcul s'apprécient en sommant les réserves des différentes catégories.

La formule de calcul des réserves récupérables de pétrole par la méthode volumétrique est la suivante : $Q_{\text{réc.p}} = Fhk_{\text{p.ou}}k_{\text{p}}\rho\theta\eta$, où $Q_{\text{réc.p}}$ sont les réserves récupérables de pétrole en milliers de tonnes ; F l'aire pétrolifère en ha ; h l'épaisseur effective de la partie de la couche imprégnée de pétrole en m ; $k_{\text{p.ou}}$ le facteur de porosité ouverte ; k_{p} le taux de saturation en pétrole de la couche ; ρ la densité du pétrole en conditions superficielles, en kg/m^3 ; θ le facteur de conversion ; η le taux de récupération du pétrole.

L'aire pétrolifère F est contrôlée par le contour externe de la zone à huile et les limites d'extension des couches perméables.

Dans les gisements forés par une maille de puits d'exploitation et associés aux couches présentant des fréquentes barrières par modification de lithofaciès on recommande de dégager les zones de roches de grande et petite productivités. Le calcul des réserves s'effectue dans ces zones séparément, car elles diffèrent par leur taux d'extraction de pétrole. L'épaisseur effective moyenne de la partie de la couche imprégnée d'huile h se détermine d'après les cartes adéquates à l'intérieur du contour des réserves de chaque catégorie et se calcule comme une moyenne pondérée sur l'aire : $h = (\sum h_i f_i)/\sum f_i$, où h_i est la valeur moyenne de l'épaisseur entre deux isopaches voisines ; f_i l'aire entre deux isopaches voisines.

Pour déterminer le volume de l'espace occupé par les pores le volume de la partie de la couche-réservoir imprégnée d'huile Fh est multiplié par la valeur moyenne du facteur de porosité ouverte $k_{\text{p.ou}}$.

Il existe plusieurs modes de calcul des valeurs moyennes de la porosité ouverte des gisements suivant le procédé de détermination du paramètre : d'après la carotte ou les données d'investigations géophysiques de chantier.

On détermine la porosité ouverte d'après la carotte au cas d'impossibilité de raccorder de façon sûre les données d'investigations géophysiques de

chantier avec les résultats fournis par la diagraphie. Dans ce cas on étudie au préalable les rapports statistiques entre la perméabilité d'après les carottes et les valeurs de α_{pp} ou d'un autre paramètre géophysique dans l'objectif de déterminer le conditionnement de la perméabilité en fonction de la valeur de α_{pp}. Toutes les valeurs de porosité ouverte des intervalles perméables de la couche auxquelles correspondent les valeurs ne satisfaisant pas au conditionnement de la perméabilité sont mises au rebut. Les définitions représentatives conservées de la porosité ouverte sont alors utilisées pour le calcul de la valeur arithmétique moyenne qui est adoptée en guise de valeur moyenne de la porosité ouverte du gisement.

Lorsque la porosité ouverte est déterminée d'après les investigations géophysiques de chantier, on calcule au préalable la valeur moyenne de ce paramètre suivant les puits par pondération de la porosité ouverte de chaque banc intercalé perméable au sein de la couche en fonction de l'épaisseur du banc :

$$k_{\text{p.ou.puits}} = \left(\sum_{j=1}^{m} k_{\text{p.ou.}j} h_j\right) \Big/ \sum_{j=1}^{n} h_j.$$

La porosité ouverte moyenne du gisement est fonction de la régularité des puits et des particularités de l'architecture de la couche productive. Avec une répartition régulière des puits, la valeur moyenne suivant le gisement se détermine comme la grandeur arithmétique moyenne des valeurs moyennes pour les puits. En cas de répartition irrégulière des puits, on trace la carte des valeurs de la porosité ouverte et la valeur moyenne se détermine par pondération suivant l'aire. Si dans la couche productive il y a correspondance entre les hautes valeurs de l'épaisseur effective et celles de la porosité ouverte et inversement, on trace la carte des produits $hk_{\text{p.ou}}$. La valeur moyenne de la porosité ouverte suivant le gisement se calcule par pondération de ce paramètre suivant le volume des réservoirs du gisement

$$\sum_{i=1}^{n} h_i f_i : k_{\text{p.ou.g}} = \left[\sum_{j=1}^{k} (k_{\text{p.ou}} h)_j f_j\right] \Big/ \left(\sum_{i=1}^{n} h_i f_i\right).$$

Pour déterminer le volume de pétrole au sein du gîte dans les conditions de gisement il faut multiplier le volume de l'espace poreux par le coefficient de saturation en pétrole k_p. En calculant les valeurs moyennes du coefficient de saturation en pétrole on utilise les mêmes procédés que pour le calcul des valeurs moyennes de la porosité ouverte.

La saturation en pétrole de la zone intermédiaire s'apprécie comme la moyenne arithmétique entre la saturation en pétrole dans la zone d'imprégnation maximale et à la limite du gisement.

Pour déterminer la quantité du pétrole renfermé dans le gisement le volume $Fhk_{p.ou}k_p$ obtenu doit être multiplié par la densité du pétrole ρ_p dont la valeur est prise égale à la moyenne arithmétique suivant les puits.

Pour convertir le volume de pétrole du gisement en volume d'huile de séparateur on introduit dans la formule de calcul des réserves le facteur de conversion θ.

Après multiplication des paramètres et des coefficients ci-décrits on aboutit à la valeur des réserves actives du pétrole. Toutefois tout le pétrole en place n'est pas récupéré. Pour obtenir la valeur des réserves récupérables il faut multiplier les réserves actives par le taux de récupération η, qui est égal au rapport des réserves récupérables aux réserves actives. La valeur du taux de récupération de pétrole est fonction de la viscosité de l'huile, de la perméabilité, de la densité de la maille de puits, de l'hétérogénéité des réservoirs et d'autres paramètres. Pour les gisements dont l'évaluation des réserves après exploration monte à 50 millions de tonnes la détermination du taux de récupération est effectuée sur la base d'Instructions méthodiques temporaires. Au cas de plus grandes réserves le taux de récupération est calculé en s'appuyant sur des justifications technico-économiques.

La méthode volumétrique est la principale méthode de calcul des réserves de pétrole. Elle peut être appliquée pour le calcul des réserves de pétrole du sous-sol quelque soit le régime de drainage du gisement et pour toute catégorie de réserves.

Notion de méthode de balance de matière

Pour le calcul des réserves initiales de pétrole dans les roches-magasins du type mixte on applique également la méthode de balance de matières d'après laquelle la quantité du pétrole contenu dans le gisement peut être appréciée par l'étude de variations des propriétés physiques du pétrole en fonction de l'abaissement de la pression de gisement au cours de l'exploitation du gîte. L'évacuation d'huile, de gaz associé et d'eau du gisement engendre une continuelle répartition de ces fluides vu la décroissance de la pression de gisement. Or la balance entre la quantité d'hydrocarbures contenus dans le gisement avant l'exploitation et celle extraite et non extraite du sous-sol demeure la même. Par suite, le calcul des réserves initiales de pétrole par la méthode de balance s'appuie sur le principe de conservation de cette dernière.

§ 3. Méthodes de calcul des réserves de gaz

On distingue les méthodes de calcul des réserves du gaz libre et les méthodes de calcul de réserves du gaz dissous dans l'huile.

Méthode volumétrique de calcul des réserves du gaz libre

Le principe de la méthode volumétrique de calcul des réserves se réduit à la détermination du volume de l'espace occupé par le milieu poreux de la couche-réservoir dans les limites du gisement gazeux et dans les gas-cap. A la différence du pétrole le volume du gaz contenu dans le gisement ou le gas-cap dépend de la pression de gisement, de la température qui y règne, des propriétés physiques et de la composition chimique du gaz même.

Toute l'information nécessaire au calcul des réserves de gaz par la méthode volumétrique est obtenue en cours d'exploration et d'exploitation d'essai du gisement.

Le calcul des réserves actives initiales par la méthode volumétrique s'effectue à l'aide de la formule $Q_g = Fhk_{p.ou}k_g f(p_0\alpha_0/p_{st})$, où Q_g sont les réserves initiales de gaz réduites aux conditions standard ($p_{st} = 0,1$ MPa et $T_{st} = 293$ K) en millions de m^3 ; F l'aire gazéifère en m^2 ; h l'épaisseur effective de la partie de la couche imprégnée de gaz ; $k_{p.ou}$ le taux de porosité ouverte ; k_g le taux de saturation en gaz ; p_0 la pression de gisement initial en MPa ; α_0 la correction à la compressibilité du gaz pour une pression initiale p_0 et la pression de gisement égale à $1/Z_0$; f la correction à la température avec la réduction du volume gazeux à la température standard : $f = T_{st}/T_c = 293$ K/(273 K + t_c).

Le produit $Fhk_{p.ou}k_g$ est égal au volume de gaz au sein du gisement à la pression standard. Le volume de gaz dans le gisement à la pression p_0 est tant de fois plus grand que le volume de gaz du gisement à la pression standard que $p_0\alpha_0$ est supérieur à p_{st}.

La pression de gisement p_0 initiale moyenne est obtenue avec interpolation par rapport au niveau du centre de gravité du gisement des mesures données produites par le manomètre de profondeur ou des mesures de la tension manométrique prises dans les têtes des puits de prospection, réduites à la profondeur du toit de gisement compte tenu de la masse de la colonne du gaz

$$p_{0p} = p_{mp} \cdot e^{1293 \cdot 10^{-9} H\rho_g},$$

où p_{mp}, pression manométrique dans la tête du puits fermé, MPa ; e, base des logarithmes naturels ; ρ_g, densité du gaz de l'air, kg/m^3 ; H, profondeur du toit du gisement à gaz dans le puits, cm.

La profondeur du niveau du centre de gravité du gisement en couche est admise d'une manière conventionnelle au niveau de la mi-hauteur du gisement, et du gisement puissant, au niveau d'un tiers de la hauteur du gisement depuis le contact gaz-liquide.

Les valeurs numériques du coefficient de compressibilité Z sont déterminées graphiquement d'après les courbes empiriques (voir fig. 32).

La pratique d'exploitation de gisement de gaz et les études théoriques montrent que la récupération complète des réserves de gaz est un évènement rare.

La série testée de champs américains a donné un taux de récupération de gaz égal à 0,85 environ.

Les réserves actives et récupérables de condensat stable ne se déterminent que d'après la composition du gaz de gisement en accord avec l'Instruction pour l'étude des gisements à condensat dans le but d'évaluer les réserves actives et récupérables de condensat et d'autres composants du gaz.

Calcul des réserves de gaz libre par la méthode de chute de pression

Pour le calcul des réserves de gaz libre par la méthode de chute de pression on utilise la dépendance entre la quantité du gaz extrait durant une période de temps déterminée et la chute de pression de gisement. Il est considéré que pour les gisements de gaz fonctionnant en régime gazeux cette dépendance demeure constante dans le temps, autrement dit la quantité de gaz Q'_g rendue à la chute de pression de 0,1 MPa demeure constante au cours de toute l'exploitation du gisement ; $Q'_g = (Q_{g2} - Q_{g1})/(p_1\alpha_1 - p_2\alpha_2)$, où Q_{g1} et Q_{g2} est le volume global du gaz produit respectivement à la première et à la seconde dates ; p_1 et p_2 les pressions de gisement respectives à ces dates ; α_1 et α_2 les corrections à la compressibilité du gaz respectivement aux pressions p_1 et p_2.

En admettant qu'avec la chute conséquente de la pression de gisement par chaque 0,1 MPa à partir de p_2, durant tout le temps d'exploitation du gîte on produit le volume de gaz Q'_g, il est possible de calculer les réserves actives initiales suivant la formule $Q_g = [p_0\alpha_0(Q_{g2} - Q_{g1})]/(p_1\alpha_1 - p_2\alpha_2)$, où p_0 est la pression de gisement initiale ; α_0 la correction à la compressibilité sous cette pression.

Donc la méthode de calcul des réserves de gaz d'après la chute de pression est pour l'essentiel applicable au cas du régime gazeux du gisement. Il est admis que dans les gisements à régime par expansion du gas-cap et par water-drive cette méthode ne peut être utilisée que jusqu'à soutirage du gisement de 20 à 30 % des réserves initiales de gaz. Si le soutirage est plus élevé, l'eau commence à pénétrer dans le gisement. Mais pour de faibles soutirages le volume du gisement peut ne pas être drainé complètement entraînant ainsi des erreurs dans l'évaluation des réserves.

La charge exercée par l'eau se manifeste dans la réduction de la cadence de chute de la pression de gisement au cours des soutirages. La proportion entre les soutirages de gaz et la chute de pression de gisement, si caractéristique pour le régime gazeux, est ainsi perturbée et le volume de gaz soutiré

pour une chute de pression de 0,1 MPa s'accroît. Vu qu'il est impossible de fixer l'instant précis de pénétration d'eau dans le gisement, il vaut mieux s'appuyer sur les données de base de la méthode de chute de pression durant la manifestation dans le gisement du régime gazeux.

En calculant les réserves de gaz par la méthode de chute de pression dans le gisement on doit établir la hauteur de la position du contact gaz-eau et vérifier l'isolement du gisement d'autres couches.

En cours d'exploitation d'essai et de mise en valeur du gisement il est nécessaire de surveiller minutieusement les variations de pressions statique et de service dans les puits d'observation et des niveaux statiques dans les puits piézométriques. La chute de pression dans les puits piézométriques d'au-delà du contour témoigne de pénétration d'eau dans le gisement. Les données sur les grandeurs moyennes des pressions de gisement courantes doivent de préférence être déterminées d'après les cartes d'isobares par pondération en volume de l'espace poreux. Il faut pour cela connaître l'aire du gisement et la nature des variations de l'épaisseur suivant l'aire. Il faut surveiller constamment les variations des débits de puits de gaz, de la composition du gaz et du condensat (en cas de sa présence).

Calcul des réserves du gaz dissous dans l'huile

Les réserves actives du gaz dissous dans l'huile $Q_{ac.g}$ sont évaluées pour tout régime d'après les réserves actives d'huile $Q_{ac.p}$ compte tenu de la solubilité initiale du gaz dans le pétrole r_0 à la pression de gisement initiale moyenne :

$$Q_{ac.g} = Q_{ac.p} r_0.$$

Le volume des réserves du gaz récupérables dissous dans l'huile est influencé par le régime du gisement. Dans le cas des régimes de water-drive la pression de gisement et les facteurs de gaz sont constants dans le temps. Aussi $Q_{réc.g} = Q_{réc.p} r_0$.

Au cas de régimes autres que celui de water-drive les réserves récupérables sont évaluées par la formule $Q_{réc.g} = Q_{ac.p} r_0 - Q_{non\,réc.p} q -$ $- Q_{réc.p}(b_0 - b)(p_f \alpha_f / p_{st}) f$, où q est la solubilité résiduelle du gaz dans l'huile à la pression de gisement finale $p_f = 1$ MPa ; b_0 le facteur volumétrique de l'huile de couche à la pression initiale p_0 ; α_f la correction à la compressibilité du gaz à la pression de gisement finale, f la correction à la température.

Donc les pertes du gaz dissous dans l'huile en cas de régime autre que celui de water-drive sont évaluées d'après la quantité de gaz résiduel dans le pétrole non récupérable à la pression finale et la quantité de gaz dans l'espace poreux libéré par récupération du pétrole de la couche à la pression finale.

Les catégories de réserves du gaz dissous dans l'huile se définissent d'après les catégories de réserves de pétrole.

§ 4. Fondements du calcul des réserves de composants associés

En accord avec le besoin d'utilisation rationnelle du sous-sol il s'avère important de tenir obligatoirement compte de tous les composants utiles contenus en quantités commerciales dans les gisements de pétrole, de gaz et de condensats de même que dans les eaux des couches sous-jacentes.

Ces composants sont en premier lieu l'éthane, le propane, le butane, l'hélium et l'hydrogène sulfuré. Dans les eaux de gisement il est important d'évaluer les réserves d'iode, de brome, de strontium et d'autres éléments si leur teneur, comme d'ailleurs des composants mentionnés plus haut, est supérieure à celle prescrite.

Le calcul des réserves d'éthane, de propane et de butane s'effectue en conformité avec l'Instruction d'études des gisements à condensat dans le but d'évaluer les réserves actives et récupérables de condensat et d'autres composants du gaz. Les réserves d'hydrogène sulfuré sont évaluées d'après sa teneur dans la composition du gaz de formation. Le calcul des réserves actives et récupérables d'hélium dans le gaz libre et le gaz dissous des gisements de pétrole s'effectue par multiplication de la teneur en hélium dans les échantillons de gaz pris en tête des puits respectivement par les réserves actives et récupérables de gaz.

L'évaluation des réserves de métaux dans les eaux de formation est effectuée d'après leur teneur dans l'eau.

CHAPITRE V

Fondements géologiques de l'exploitation de champs de pétrole et de gaz

§ 1. Systèmes d'exploitation rationnels

On comprend sous système d'exploitation l'ensemble de mesures appelées à intervenir dans le processus d'exploitation en le commandant par le choix de l'emplacement, du nombre, de l'ordre de mise en œuvre, du régime de fonctionnement des puits d'exploitation, du moment d'injection du fluide moteur au sein de la couche, comme des conditions de cette injection (A. Krylov et autres, 1962).

Les systèmes d'exploitation doivent être rationnels, autrement dit, ils doivent répondre aux exigences principales suivantes : garantir les

récupérations au maximum possibles de pétrole et de gaz du sous-sol à des cadences suffisamment rapides en conformité avec les besoins de l'économie nationale en combustible et en matières premières chimiques et les investissements modérés en mise en valeur et exploitation des champs.

En U.R.S.S. la méthode essentielle d'action sur la couche est l'inondation pratiquée encore au milieu des années 40 sur tous les gisements de pétrole démunis du régime naturel de drainage actif.

§ 2. Facteurs géologiques responsables du choix d'un système rationnel d'exploitation

Les facteurs géologiques déterminent le choix du système rationnel d'exploitation des gisements pétroliers ; ils sont les suivants (M. Ivanova, 1976) : dimensions et forme des gisements et des zones à eau et huile, profondeur de la couche, type de roches-magasins, perméabilité et degré d'hétérogénéité des couches, viscosité et imprégnation en gaz de l'huile de gisement, pression de gisement initiale et différence entre cette pression et celle d'imprégnation.

Les dimensions et la forme des gisements définissent l'application du système d'action sur la couche ainsi que le choix de son type. Les gisements de faibles dimensions aux régimes naturels de water-drive ou d'expansion hydrodynamique peuvent être exploités dans des conditions de ces régimes naturels. Les gisements dont la dimension est grande mais la largeur réduite (jusqu'à 5-10 km) peuvent être exploités avec injection d'eau périphérique. L'exploitation des gisements très importants prévoit diverses variantes d'injection d'eau centrale.

Les dimensions des zones eau-huile exercent une influence sur la répartition des puits d'exploitation. C'est ainsi que les grandes zones d'eau-huile sont « coupées » des parties purement pétrolifères du gisement et on y implante des puits d'exploitation.

La profondeur des gisements détermine la densité de la maille des puits et l'intensification du système d'inondation pour des raisons économiques. C'est pourquoi les mailles plus lâches de puits s'accordent avec des systèmes d'inondation plus intenses.

Le type de roches-magasins détermine le choix du système d'inondation, la cadence d'exploitation, le mode de forage des couches.

La perméabilité et l'hétérogénéité géologique des roches-magasins, la viscosité d'huile de formations définissent la forme d'inondation et la densité des puits. Plus la perméabilité est faible, plus complexe l'hétérogénéité et plus grande la viscosité de l'huile de formation, plus l'inondation doit être importante et plus la densité de la maille des puits doit être grande.

Le début d'inondation est défini en fonction de la différence entre la pression de gisement initiale et celle d'imprégnation. Si la différence est minime l'inondation doit accompagner le début d'exploitation du gisement.

§ 3. Principaux facteurs géologiques et techniques agissant sur la grandeur du taux de récupération de pétrole du sous-sol

Les systèmes rationnels d'exploitation prévoient les taux maximaux de récupération de pétrole du sous-sol pour un niveau raisonnable des dépenses.

On distingue les taux de récupération final et courant de pétrole. Le taux final se détermine par le rapport du volume des réserves extraites à celui des réserves actives initiales, tandis que le taux courant est le rapport de la production cumulée aux réserves actives initiales du gisement.

La valeur du taux de récupération de pétrole η subit en premier lieu l'influence du degré de déplacement du pétrole de la couche par l'eau, que fixe le coefficient de déplacement $\eta_{\text{dép}}$, et de l'enveloppement de la couche pétrolière par l'inondation que détermine le coefficient d'enveloppement η_{env}. Ces derniers temps on introduit en guise de cofacteur dans la formule déterminant η le coefficient d'inondation η_{in} : $\eta = \eta_{\text{dép}}\eta_{\text{env}}\eta_{\text{in}}$.

Le coefficient de déplacement est pour l'essentiel dépendant de la grandeur du rapport de la viscosité du pétrole à celle de l'eau μ_p/μ_e et du degré d'homogénéité de la couche. Plus petit est μ_p/μ_e et plus homogène la couche, plus grand est le coefficient de déplacement. Le coefficient de déplacement croît avec l'augmentation de volumes d'eau pompée, toutefois avec l'accroissement de volumes d'eau pompée le coût du pétrole augmente.

Le coefficient d'enveloppement définit le rapport du volume du gisement mis en exploitation à celui du gisement tout entier. Il est fonction de la perméabilité de la couche et de sa variabilité, du compartimentage, de la discontinuité, des pertes de pétrole dans des zones de cul-de-sac, du déplacement incomplet suivant l'épaisseur de la couche, des imperfections du système d'exploitation eu égard à l'implantation des puits et à la densité de la maille des puits. Les facteurs géologiques et techniques mentionnés plus haut contribuent aux pertes de pétrole après le passage du front d'eau sous forme de fractions perdues dans des lentilles isolées ou des demi-lentilles, dans des zones en cul-de-sac, des zones de biseautage et de modification de lithofaciès, dans des bancs intercalés à faibles perméabilités. Suivant l'implantation de puits en secteurs géologiquement hétérogènes il peut se former des zones de stagnation. Les fractions perdues se forment égale-

ment entre les puits de la ligne centrale et les trous d'injection des lignes transversales à la centrale.

Ainsi les mesures d'action sur la couche doivent être dirigées en premier lieu dans le sens d'augmentation des coefficients de déplacement et d'enveloppement, pour, en fin de compte, accroître les taux de récupération de pétrole.

§ 4. Justification géologique du système d'exploitation des gisements de pétrole par injection d'eau

Actuellement en U.R.S.S. la plupart des gisements à grandes réserves de pétrole sont exploités avec injection d'eau appelée à maintenir la pression de gisement.

Le maintien de la pression de gisement est réalisé principalement par injection d'eau dans la couche. Le gisement est alors foré, en accord avec le projet, par une maille de puits d'exploitation et d'injection. Sur le plan technologique un tel gisement est un objet d'exploitation. De même plusieurs couches productives exploitées par une maille de puits peuvent constituer un objet d'exploitation.

Le mode d'injection sur l'objet d'exploitation est choisi en fonction de l'architecture géologique de la couche productive dans ses parties pétrolifère et périphérique, de la viscosité du pétrole et d'autres propriétés, du régime naturel du gisement, etc.

L'injection d'eau s'effectue au-delà ou en bordure du contour du gisement pétrolifère ou bien directement dans les gisements de pétrole. En conséquence on distingue l'injection d'eau périphérique et l'injection d'eau centrale.

Système d'exploitation avec injection d'eau périphérique. La condition essentielle d'exploitation satisfaisante avec injection d'eau périphérique est l'existence d'une bonne liaison hydrodynamique entre les parties pétrolifère et aquifère de la couche sur le contour du gisement. Habituellement l'exploitation avec injection périphérique est utilisée pour les gisements de pétrole à régime à expansion hydrodynamique.

Les puits d'exploitation avec le système de production par injection périphérique sont implantés suivant des lignes le long du contour interne de la zone à huile ; les puits de chaque ligne suivante sont décalés de moitié de la distance adoptée entre les puits d'exploitation. La dernière ligne de puits doit se situer dans la partie la plus élevée du gisement (fig. 104, *a*).

Dans le cas de l'exploitation de gisements en couche anticlinale associés à des plis asymétriques on implante sur le flanc à pendage doux un nombre plus grand de lignes de puits d'exploitation que sur le flanc à pente raide

(fig. 104, *b*). Lors de l'exploitation de gisements à barrière par modification de faciès les puits d'injection sont implantés le long du contact eau-huile (fig. 104, *c*).

La distance entre les puits dans les lignes est inférieure à celle séparant les lignes. On arrive ainsi à serrer de façon plus régulière le contour pétrolifère. Dans les provinces pétrolifère et gazéifère de Volga-Oural et de Sibérie occidentale les distances adoptées entre les puits sont de 300 à 500 m et entre les lignes de puits de 500 à 800 m. Les puits d'injection sont implantés en bordure même du contour pétrolifère de 200 à 300 m et, en maintes occasions, directement sur le contour externe de la zone à huile. En général les puits d'injection sont forés le long de tout le contour.

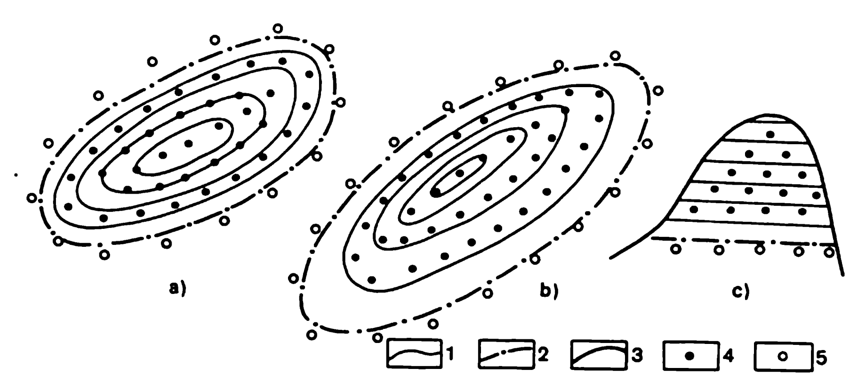


Fig. 104. Schéma de répartition de puits d'exploitation et d'injection au cas d'injection d'eau périphérique

Gisements : *a*, anticlinal symétrique ; *b*, anticlinal asymétrique ; *c*, par changement de faciès . *1*, isohypses du toit de la couche ; *2*, contour externe de la zone à huile ; *3*, ligne de changement de faciès ; puits : *4*, d'exploitation ; *5*, d'injection

Les distances entre les puits d'injection sont habituellement dans le système étudié 1,5-2 fois supérieures à celles séparant les puits d'exploitation. Le nombre de puits d'injection et, partant, les distances qui les séparent peuvent être évalués suivant le besoin en eau injectée de même que la capacité des puits. Le volume de l'eau injectée est évalué d'après le volume du liquide extrait de la couche dans les conditions de gisement. La capacité des puits est établie au cours de leur exploration. En calculant le volume d'eau nécessaire à l'injection il faut tenir compte de son écoulement vers la partie périphérique de la couche. La grandeur de cet écoulement est généralement prise égale à 10-20 %.

Les puits d'injection doivent de préférence être décalés de moitié de la distance séparant les puits d'exploitation de la première ligne. Cela permet d'assurer un avancement plus régulier du contour pétrolifère.

L'ordre des forages du système projeté de puits d'exploitation et d'injection avec inondation périphérique est le suivant. En premier lieu il faut implanter la première ligne de puits d'exploitation et au moins 50 % des puits d'injection, ensuite, il faut implanter les puits d'exploitation des deuxième et troisième lignes et les puits d'injection restants.

L'injection périphérique la plus efficace doit comprendre de trois à cinq lignes de puits d'exploitation, un nombre plus grand de lignes ne s'avère pas rationnel, car les puits d'exploitation se trouvant à de trop grandes distances ne subiront pas l'effet escompté de la part de l'injection périphérique. Pour la mise en exploitation la plus rapide de tout le gisement il est nécessaire de recourir à une injection complémentaire d'eau dans les puits d'injection se disposant transversalement aux précédents assurant ainsi une action régulière de l'eau injectée sur tout le gisement.

Système d'exploitation à injection d'eau centrale. L'injection d'eau centrale comprend l'injection d'eau suivant les lignes de puits coupant le gisement, l'injection en bordure, en nappe, focale.

L'injection d'eau dans les puits coupant le gisement par des lignes de trous est utilisée pour l'exploitation de très grands gisements de pétrole (fig. 105, *a*, *b*). Dans ce cas les puits d'injection divisent les grands gisements de pétrole en champs d'exploitation. Pour chaque champ pareil on établit son propre projet d'exploitation qui définit le système d'implantation de puits d'exploitation et d'injection ainsi que le niveau de production de pétrole.

La largeur de chaque champ d'exploitation doit permettre l'implantation de trois à cinq lignes de puits d'exploitation au plus. La distance de la première ligne de ces puits jusqu'à la ligne de puits d'injection est habituellement deux fois supérieure à celle séparant les lignes de puits d'exploitation. En pratique on adopte entre les lignes de puits d'exploitation la distance de 400 à 800 m, la ligne d'injection en est séparée de 800 à 1600 m, tandis que les puits d'exploitation sont implantés tous les 200-400 m. La distance adoptée entre les puits d'injection est habituellement deux fois inférieure, car l'eau injectée doit contrôler deux champs d'exploitation. Le gisement est d'abord abordé par les lignes de puits d'injection. Ensuite, sont implantées les lignes de puits d'exploitation qui en sont le plus rapprochées. En dernier lieu est forée la ligne centrale de puits.

Au début d'exploitation du gisement on utilise les puits d'injection en guise de puits d'exploitation. On facilite ainsi énormément leur complétion ultérieure comme puits d'injection. La complétion des puits pour l'injection s'effectue par un puits unique, tandis que les puits intermédiaires continuent de servir à la production de pétrole jusqu'à l'arrivée d'eau du puits d'injection voisin. Après l'inondation importante les puits intermédiaires sont complétés à des fins d'injection. Cet ordre de puits de lignes d'injec-

tion centrale assure la formation d'un front continu d'eau le long de la ligne de trous d'injection.

L'injection en bordure est utilisée pour des gisements relativement petits où la liaison entre les parties aquifère et pétrolifère de la couche est insuffisante. La diminution de perméabilité de la couche dans la zone du contact eau-huile est due aux modifications de faciès dans la couche ou bien aux processus physico-chimiques se déroulant sur le contact huile-eau.

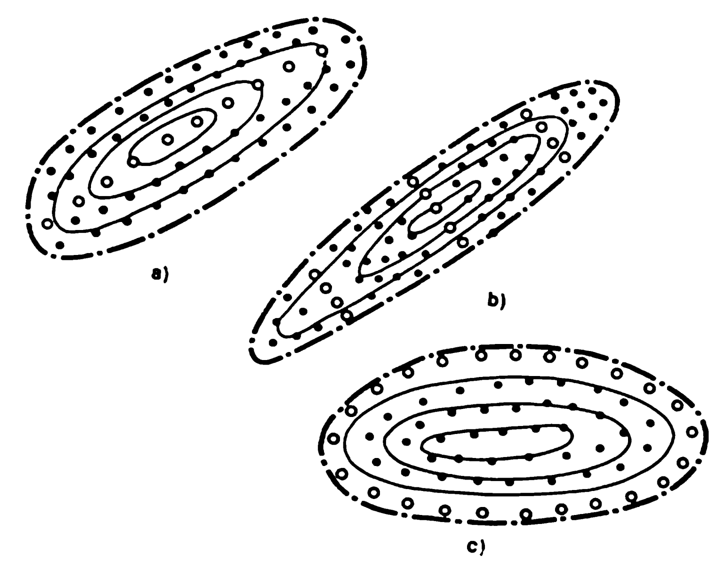


Fig. 105. Schéma de répartition de puits d'exploitation et d'injection au cas d'injection d'eau centrale

a, disposition de puits d'injection suivant l'axe long du pli ; *b*, disposition de lignes de trous d'injection d'eau centrale (coupant transversalement le gisement) ; *c*, injection d'eau en bordure du contour. Voir pour la légende la figure 104

Dans ces cas, pour obtenir l'effet escompté de l'injection d'eau dans la couche, il faut implanter les puits d'injection dans la zone de bonnes roches-magasins de la partie pétrolifère de la couche le long du contour de la zone à huile (fig. 105, c). La première ligne de puits d'exploitation est généralement disposée à partir de la ligne de puits d'injection à la distance de 1,5 à 2 fois supérieure à celle séparant les lignes de puits d'exploitation. L'ordre d'implantation de puits dans l'injection en bordure est le même que celui de l'injection périphérique.

L'injection en nappe est utilisée pour les gisements de pétrole associés aux couches se caractérisant par une forte hétérogénéité et présentant de mauvaises caractéristiques de réservoir. En cas d'injection en nappe les

puits sont implantés suivant une maille triangulaire ou carrée. Dans une partie de puits, se disposant régulièrement suivant l'aire, on injecte de l'eau ; les autres sont utilisés pour la production du pétrole (fig. 106).

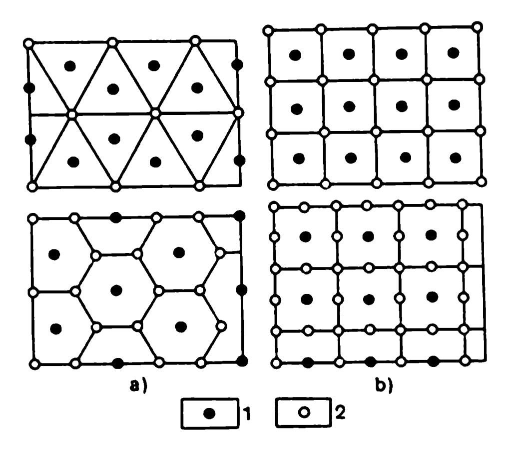


Fig. 106. Schéma de distribution de puits au cas d'injection d'eau en nappe
a, avec une maille triangulaire ; *b*, avec une maille carrée.
Puits : *1*, d'exploitation ; *2*, d'injection

L'injection focale est utilisée pour des couches hétérogènes dans l'objectif de contrôle de l'exploitation. Généralement, ce mode d'injection est utilisé pour l'élévation de la pression dans les secteurs où l'injection d'eau périphérique et centrale est peu efficace. On choisit en guise de puits d'injection focale les puits d'exploitation à grand rendement ayant abordé une couche plus homogène et aux meilleures caractéristiques de réservoir dans la zone ne subissant pas l'effet de l'injection d'eau. L'injection d'eau dans ces puits permet de rétablir plus rapidement la pression sur tout le secteur.

§ 5. Justification géologique des méthodes d'accroissement du taux de récupération du pétrole

Les méthodes d'élévation du taux de récupération du pétrole sont appliquées pour les gisements à pétrole très visqueux. On y rattache les méthodes thermochimiques (création de foyer de combustion dans la couche, injection d'eau chaude ou de vapeur), introduction d'additifs tels que le gaz carbonique et les substances tensio-actives, injection de mélange eau-gaz, de mousses, d'eau à viscosité élevée, etc. La grande majorité de ces méthodes est destinée à diminuer la relation entre la viscosité des pétroles très visqueux et celle d'eau de gisement.

Les *méthodes thermochimiques* sont utilisées pour les gisements à pétrole visqueux se disposant à des profondeurs relativement faibles, jusqu'à 1000-1500 m. Elles sont généralement appliquées pour les couches déjà en exploitation sous un régime naturel peu efficace dont le taux de récupération de pétrole est bas. Les méthodes thermochimiques permettent de l'élever de 0,1-0,15 à 0,3-0,4 et plus.

L'action thermochimique sur la couche et la zone adjointe au fond de sondage est mise en œuvre par les procédés suivants :

1) injection dans la couche d'agents chauds (vapeur et eau) ;

2) création d'un foyer de combustion mobile au sein de la couche (drainage par la chaleur).

En injectant dans la couche de l'eau chaude ou de la vapeur, on réchauffe la zone attenante au fond de sondage et l'on débarrasse de la paraffine et d'autres dépôts les ouvertures de la crépine pour puits ainsi que les interstices des pores dans la zone du fond de sondage. En outre, on diminue ainsi la viscosité du pétrole. Afin de l'obtenir la vapeur ou l'eau sont injectées périodiquement. Habituellement l'injection dure 10-14 jours par le puits d'exploitation mis en arrêt. Ensuite, on ferme le puits pour deux ou trois jours pour permettre à la chaleur de se transmettre aussi loin que possible du trou du puits au sein de la couche, après quoi on remet le puits en exploitation. Le chauffage par la vapeur d'eau de la zone du fond de sondage augmente de plusieurs fois le débit du puits.

Avec le refroidissement de la zone chauffée de la couche et le redépôt en cours d'exploitation de substances paraffino-résineuses le débit du puits commence progressivement à baisser, aussi recommence-t-on périodiquement le drainage par la chaleur.

L'extraction de la couche des pétroles visqueux nécessite le recours à l'injection dans cette dernière de la vapeur d'eau à travers les puits d'injection. Cette méthode a été expérimentée avec succès au Nord de la Sakhaline, au pays de Krasnodar et en d'autres régions. Les productions d'essai ont montré que l'injection de la vapeur d'eau permet d'élever le taux de récupération de 0,12 à 0,3-0,4. L'injection de la vapeur d'eau pour refouler le pétrole de la couche peut être réalisée avec les générateurs de vapeur disponibles pour des couches situées à 700-1000 m de profondeur au plus.

La chaleur dégagée par la combustion d'un foyer mobile est obtenue en brûlant une partie du pétrole de la couche. On dépense à la combustion environ 10-15 % du pétrole en place. Généralement sont brûlés les composants du pétrole les plus lourds dont la valeur est moindre.

La combustion dans la couche commence à la température de 90-150 °C. La zone du fond de sondage de la couche est amenée à cette température au moyen d'un réchauffeur électrique ou à gaz et air. La combustion une fois déclenchée, la température monte rapidement et après

avoir atteint 300-500 °C on déconnecte le réchauffeur. Pour entretenir le foyer de combustion il faut injecter continuellement de l'air ou un autre agent contenant de l'oxygène.

Le front de combustion se déplace progressivement du puits d'injection vers celui d'exploitation.

Les données d'expériences montrent que ce foyer de combustion mobile permet d'élever fortement le taux de récupération du pétrole. La grande efficacité de cette action s'explique par la concomitance d'effets thermiques et dynamiques sur la couche : influence d'évaporation des fractions légères du pétrole et action de la vapeur formée à partir de l'eau de formation et de celle obtenue par brûlage.

L'*injection du gaz carbonique*, comme l'ont montré les études au laboratoire, peut réduire la viscosité du pétrole de 10 fois. L'addition du gaz carbonique dans les puits d'injection sur le petit champ de Washington (U.S.A., Oklahoma) a augmenté sa capacité de 8 fois et le taux de récupération courant de 30 % comparé à ces indices avec utilisation des méthodes courantes d'injection d'eau.

L'*injection de substances tensio-actives* dont le but est d'abaisser à l'aide de ces substances la tension superficielle à la frontière huile-eau, eau-roche et élever ainsi la vitesse de déplacement et le coefficient de déplacement. En U.R.S.S. l'utilisation industrielle de cette méthode fait l'objet d'expérience sur une série de champs à pétrole très visqueux.

L'*injection du mélange eau-gaz, de mousses et d'eau de viscosité élevée* est utilisée pour diminuer la perméabilité phasique (effective) de l'eau des zones très inondées et des couches intercalaires envahies par l'eau d'injection. On élève ainsi le coefficient de déplacement. Ce dernier peut être augmenté en élevant la viscosité de l'eau d'injection par des additions de gels agissant comme épaississants.

§ 6. Justification géologique des procédés d'intensification du fonctionnement des puits

L'*acidification à l'acide chlorhydrique* est utilisée pour les couches productives composées de roches carbonatées dans le but de les rendre plus perméables. Après traitement à l'acide chlorhydrique les débits des gisements de pétrole et de gaz augmentent de façon sensible. L'acidification donne les meilleurs effets si on l'emploie au début du fonctionnement des puits. Les puits passent alors à l'écoulement spontané et les débits augmentent de plusieurs fois. Il est recommandé de procéder à l'acidification à l'acide chlorhydrique sous haute pression garantissant la fracturation hydraulique de la couche. Une haute pression assure non seulement la profonde pénétration de l'acide dans la couche, mais réduit également la vitesse de sa réaction avec la roche. Par suite, il s'insinue dans la couche à

grande distance du puits de l'acide actif qui n'est pas encore entré en réaction avec la roche. Cela permet d'accroître la perméabilité de la couche dans une zone beaucoup plus grande. Pour les couches de faible perméabilité on recommande de chauffer l'acide chlorhydrique. L'acide chaud devient plus actif et réagit en premier lieu avec les roches voisines du fond de sondage assurant ainsi sa pénétration dans la couche.

Le *traitement thermoacide* permet d'élever la température au fond du sondage par réaction d'une partie de l'acide chlorhydrique avec la soude caustique ou le magnésium métallique (aluminium) descendu au fond de sondage avant l'injection de l'acide. L'autre partie de l'acide chlorhydrique réagit avec la roche déjà dans des conditions de haute température. Le traitement thermoacide est recommandé d'être appliqué aux couches épuisées ayant subi plusieurs acidifications pour stimuler l'intensité de la réaction de même que pour élever la température de la zone du fond de sondage et d'en évacuer la paraffine, les résines, etc.

La *perforation au jet de sables* est utilisée pour augmenter le débit des puits d'exploitation et accroître la capacité réceptive des puits d'injection. Si nécessaire, la perforation au jet de sables peut être mise en œuvre lors de la complétion des puits d'exploration pour les couches aux mauvaises caractéristiques de réservoir. La perforation au jet de sables détruit les parois de la colonne, de l'anneau de ciment et des roches de la couche ; elle est réalisée par jet de l'eau et du sable à travers une ouverture de faible diamètre sous une forte pression. L'injection du sable et de l'eau sous une forte pression est réalisée au moyen d'une unité de cimentation.

La *fracturation hydraulique de la couche* est mise en œuvre au cas de basses ou de moyennes caractéristiques de réservoir des couches productives aussi bien pour les puits d'exploitation que d'injection. La fracturation hydraulique de la couche s'effectue sous une pression supérieure à celle de la formation. Cette pression est engendrée par des unités de cimentation en injectant dans le puits de l'eau ou des boues de forage tout en réduisant temporairement la capacité réceptive du puits. Cette dernière est assurée par injection dans le puits et alimentation de la couche en volumes nécessaires de liquide visqueux. On utilise à cette fin l'huile lourde et visqueuse, l'émulsion de pétrole acide ainsi que d'autres liquides visqueux. Pour les roches carbonatées il est recommandé d'utiliser l'émulsion de pétrole et d'acide chlorhydrique puisque l'acide en pénétrant dans la couche agit en même temps sur la zone du fond de sondage. Pour maintenir les fractures ouvertes après la fracturation on procède à leur bouchage par du liquide mélangé au sable. Le sable comble les fractures engendrées et s'oppose à leur rétrécissement. Dans les couches carbonatées si la fracturation hydraulique est réalisée au moyen d'une émulsion de pétrole avec acide chlorhydrique, il n'est plus nécessaire d'alimenter la couche en sable.

§ 7. Exploitation de mines pétrolifères

L'exploitation de mines pétrolifères s'applique aux gisements d'huiles visqueuses possédant de faibles quantités de gaz dissous.

Dans la pratique on met en œuvre deux systèmes d'exploitation de mines pétrolifères : le drainage de la couche pétrolifère par des galeries percées suivant la couche d'exploitation et au moyen de puits forés à partir de galeries situées au-dessous du mur de la couche pétrolifère.

Le premier procédé est appliqué dans le champ pétrolier de Pechelbronn (Alsace). Dans ce champ le pétrole s'écoulait de la couche dans les galeries le long des parois, le toit et le mur des ouvrages, ensuite, en suivant les caniveaux atteignait la semelle de la mine. Le taux de récupération après exploitation par mines pétrolifères s'est élevé de 0,17 à 0,60.

Le second procédé d'exploitation de mines pétrolifères a été réalisé dans le champ d'Yaréga en République Socialiste Soviétique autonome des Komis, où le pétrole est drainé de la couche par une maille de puits inclinés forés à partir de chambres situées à 30-35 m au-dessous du mur de la couche pétrolifère. Les chambres étaient percées à partir de galeries. Le pétrole est collecté dans des capacités souterraines puis on le pompait à la surface.

Le second système d'exploitation réduit fortement le volume de travaux de mine et améliore sensiblement les conditions de travail des pétroliers.

§ 8. Particularités géologiques d'exploitation de champs de gaz

Le gaz se différencie du pétrole par sa viscosité minime, ses grandes élasticité et mobilité. Par suite, sa pression dans le gîte de gaz se répartit rapidement au cours d'exploitation et possède tout au long de la formation la même valeur.

En implantant les puits il est nécessaire de tenir compte du régime régissant le gisement. Si le régime est par water-drive, il est recommandé d'implanter les puits d'exploitation en lignes parallèles au contour de la zone à gaz. En cas de gisement par bouchon d'asphalte ainsi qu'en amas, les puits d'exploitation doivent être implantés suivant une maille régulière. Si la couche est hétérogène, les puits peuvent se disposer suivant une maille irrégulière.

La distance séparant les puits au cours d'exploitation de champs de gaz est fixée en U.R.S.S. de 400 jusqu'à 2500 m, aux U.S.A. elle varie de 150 à 1000 m. Dans le cas d'exploitation des couches gazéifères hétérogènes il est nécessaire de prévoir une grande densité de puits d'exploitation.

En exploitant des gisements de gaz on extrait habituellement le gaz des puits aux débits maximaux. Toutefois, en maintes occasions, il s'avère nécessaire de limiter l'extraction, par exemple, lorsque les roches de la

couche-magasin sont instables et les grands soutirages de gaz provoquent un entraînement de sable. Les débits sont également limités en cas de fortes charges d'eaux marginales. Le degré de soutirage de gaz des puits doit s'accorder avec les conditions de transport. Avec l'envoi du gaz dans un gazoduc sans l'office d'un groupe compresseur la pression à la tête du puits doit être au moins de 4 à 5 MPa, avec l'emploi du groupe compresseur principal elle peut être beaucoup plus faible.

L'exploitation du gisement de gaz présentant un anneau d'huile aux réserves commerciales doit s'effectuer après production du pétrole de l'anneau d'huile.

Quelquefois il est possible de soutirer le gaz en cours d'exploitation de l'anneau d'huile de la partie gazeuse de la couche mais en surveillant que la pression dans les zones à gaz et à huile s'abaisse de façon identique. Si cette condition n'est pas observée, l'huile s'écoule dans la zone à gaz de la couche où elle couvre d'un film fin les parois des pores jusque-là sèches. Cette huile de rétention est difficilement récupérable. Le phénomène mentionné réduit le taux de récupération. Pour des raisons analogues il n'est pas recommandé de soutirer le gaz des gas-cap avant l'extraction de la partie essentielle du pétrole.

Les principes réglant l'exploitation des champs de gaz à gisements multiples sont les mêmes qu'au cas de champs de pétrole. On regroupe les couches en objets d'exploitation.

Pour des couches très productives afin d'abaisser la résistance dans la colonne d'exploitation et d'augmenter les débits il est recommandé d'accroître le diamètre des trous de sondage.

§ 9. Particularités géologiques de l'exploitation des champs à condensat

Les gisements de gaz contenant des hydrocarbures liquides dissous dans le gaz sont appelés gisements à condensat.

Pour éviter la fuite du condensat de la couche en cours d'exploitation de champs à condensat la pression dans la formation ne doit pas descendre au-dessous de celle à laquelle commence à se séparer du gaz la phase liquide. L'exploitation de gisements à condensat doit être effectuée avec le maintien de la pression suivant un schéma cyclique : le gaz passe des puits dans une unité de condensation où, à pression et température adéquates, se séparent les composants liquides. Ensuite, le gaz sec est évacué dans les compresseurs, y est compressé jusqu'à la pression dépassant de 15-20 % celle de têtes de puits et sous cette pression est reévacué à travers les puits d'injection dans la couche. Cette méthode d'exploitation permet de récupérer jusqu'à 90 % de condensat.

Si les gisements à condensat sont exploités sans maintien de la pression de formation, il faut au premier stade d'exploitation limiter les débits des puits de manière que la pression au fond de sondage d'exploitation ne soit pas inférieure à celle du maximum de condensation. Dans ce cas le débit de condensat peut atteindre 75 %.

§ 10. Particularités de l'étude des systèmes d'exploitation des gisements pétrolifères et gazéifères et connaissance de leur fondement géologique

En U.R.S.S. est adoptée une étude en deux stades du projet d'exploitation (M. Maximov, 1975). Le choix du système d'exploitation est fait au cours d'établissement du schéma technologique de cette dernière sur la base de paramètres géologiques, techniques et économiques obtenus par calcul au moyen de plusieurs variantes. Comme le schéma technologique n'est établi que d'après les données de puits d'exploration il se peut qu'avec l'implantation de puits d'exploitation et d'injection la représentation originelle de l'architecture géologique puisse se modifier. Aussi compte tenu de données de la première période d'exploitation on établit le projet complexe de cette dernière.

L'objectif du schéma technologique est d'établir le projet d'exploitation, la position de lignes de puits d'exploitation et d'injection, de déterminer le niveau de soutirage ainsi que les principaux paramètres technologiques par années (variation des fonds de puits, production de pétrole, de gaz, de condensat, d'eau, etc.) en fonction des données des travaux d'exploration et de l'exploitation d'essai.

Pour des champs de pétrole très grands possédant plusieurs objets ou bien un seul, mais de grande dimension comportant une division en plusieurs aires d'exploitation, on établit au préalable un schéma général (de principe) d'exploitation. Pour l'établissement du schéma général d'exploitation d'un champ à plusieurs couches productives il est nécessaire d'étudier très minutieusement le principal horizon de base. Il est obligatoire d'effectuer sur cet horizon une exploitation d'essai, tandis que pour les autres horizons productifs il suffit d'établir leur valeur commerciale.

Pour établir la partie géologique du projet d'exploitation il est nécessaire de connaître avec précision la forme et les dimensions du gisement, la position des contacts, les variations d'épaisseur, les caractéristiques de réservoir et l'imprégnation des couches productives en pétrole, les propriétés du pétrole et du gaz ainsi que de composants associés, le rendement d'horizons d'après les données d'exploitation et le régime de fonctionnement du gisement comme les conditions hydrogéologiques. Sur la

base de ces données on établit le niveau de production par années et le volume de travaux et d'investissements pour l'aménagement des chantiers.

Etant donné que l'information varie continuellement en cours d'implantation de puits d'exploitation, surtout pour les gisements géologiques très hétérogènes, il est nécessaire de préciser constamment l'architecture géologique de la couche productive compte tenu de nouvelles données sur l'épaisseur et les caractéristiques de réservoir de la couche, l'imprégnation en pétrole et en gaz et autres paramètres obtenus par auscultation hydraulique. Cela permet d'apporter constamment des précisions au projet adopté qui, parfois, peuvent s'avérer si importantes qu'il devient nécessaire d'apporter des modifications au système d'exploitation : déconcentration d'objets d'exploitation, modification de densité de la maille des puits, recours à l'injection focale, etc.

CHAPITRE VI

Contrôle géologique des chantiers d'exploitation des gisements de pétrole et de gaz

§ 1. Stades d'exploitation de gisements de pétrole

L'exploitation du gisement de pétrole se caractérise par des constantes variations de tous les indices technologiques : du niveau de production du pétrole, du liquide, des fonds de puits d'exploitation, de la pression de formation, des volumes d'eau injectée, etc. De plus chaque gisement au cours du délai d'exploitation passe par plusieurs stades qui suivant l'architecture géologique de la couche, la viscosité du pétrole et les conditions d'exploitation se caractérisent par des particularités propres de variation de paramètres techniques et économiques.

Un groupe d'auteurs du Ministère de l'industrie pétrolière de l'U.R.S.S. a proposé de dégager dans la dynamique de production du pétrole quatre stades d'exploitation (M. Ivanova, 1976).

Le stade I est la mise en valeur de l'objet d'exploitation qui se caractérise par l'accroissement de la production de pétrole et un faible degré d'inondation. Tous les puits de l'objet d'exploitation sont forés au premier stade.

Le stade II se caractérise par le maintien du niveau maximal atteint par la production du pétrole ; il est marqué par un niveau relativement stable de production avec écoulement spontané, une augmentation du degré d'inondation vers la fin de la période avec passage à l'exploitation mécanisée des puits.

Dans le stade III on assiste à l'abaissement important de la production du pétrole : le degré d'inondation de la production augmente fortement, le rendement annuel diminue, une grande partie des puits actifs est éliminée et l'exploitation de presque tous les puits est mécanisée. Les stades II et III par le niveau de cadence de soutirage du pétrole atteignent 90 %.

Le stade IV est le stade final d'exploitation qui se caractérise par une réduction lente du niveau de la production du pétrole, un haut degré d'inondation de la production et des puits actifs.

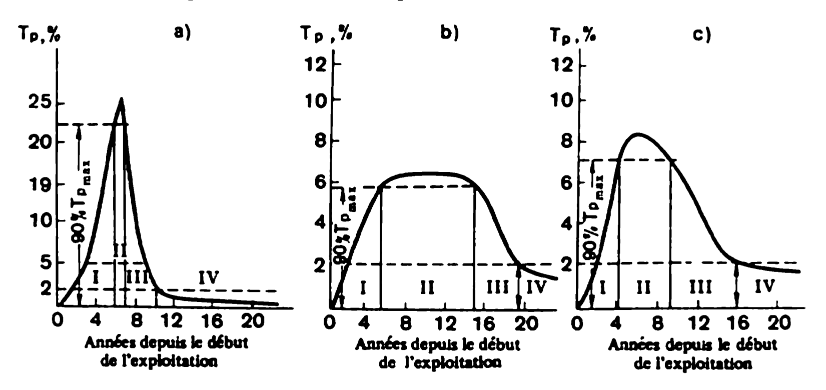


Fig. 107. Stades (*I-IV*) d'exploitation du gisement de pétrole aux caractéristiques différentes

Exploitation : *a*, de petits gisements à huile peu visqueuse et à régime de water-drive naturel ; *b*, de grands gisements à huile peu visqueuse avec recours à l'inondation ; *c*, de gisements à huile très visqueuse avec recours à l'inondation

Les limites entre les stades peuvent être fixées plus ou moins sûrement d'après les variations annuelles de la cadence de soutirage du pétrole. Il est le plus difficile de déterminer la limite entre les stades III et IV. M. Ivanova a proposé de faire passer cette limite par le point des courbes de variations de débits pour lequel la cadence de production s'approche de 2 % des réserves originellement récupérables. C'est en quelque sorte la frontière entre les stades principaux (I-III) et le stade final (IV) de l'exploitation du gisement.

La variation de cadences annuelles de soutirage du pétrole en pour cent des réserves originellement récupérables en fonction des facteurs techniques et géologiques est montrée de façon parlante sur la figure 107.

§ 2. Méthodes de contrôle géologique de chantier d'exploitation des gisements de pétrole et de gaz

L'exploitation rationnelle des gisements de pétrole et de gaz, le maintien de niveaux de production du projet ne peuvent être assurés à chaque stade qu'au moyen d'un contrôle géologique de chantier systématique. Le

contrôle de l'exploitation des gisements de pétrole ou de gaz s'effectue par l'étude des puits d'exploitation, d'injection et d'autres, par observation des déplacements du contact eau-huile, du degré d'inondation des puits, etc. Les données ainsi obtenues sont périodiquement soumises à un traitement complexe et à une analyse détaillée. On contrôle ainsi l'état de l'exploitation en relevant les écarts du projet adopté.

L'objectif des études de chantier des puits pétrolifères est de déterminer les paramètres principaux de leur fonctionnement. A cette fin pour chaque régime on mesure les débits, les pressions de formation et du fond de sondage, les facteurs de gaz, la teneur en eau dans la production. Au début de l'exploitation du gisement on étudie les puits aux divers régimes pour se représenter mieux leur fonctionnement, établir l'équation d'écoulement et déterminer le régime optimal d'exploitation. Au cours de l'exploitation les puits sont habituellement étudiés au régime de leur exploitation et d'après les données d'étude, compte tenu de l'état d'exploitation du gisement, on établit le régime de fonctionnement pour la période d'exploitation suivante.

Les études au chantier des puits sont les opérations minimales que doit comporter le contrôle des puits d'exploitation et d'injection. Mais elles ne sont pas suffisantes à un contrôle géologique de chantier effectif d'objets d'exploitation et de gisements.

D'abord le complexe considéré de travaux d'études ne garantit pas le contrôle du groupe de couches réunies dans l'objet d'exploitation par un système commun de puits. Les débits des puits déterminés ainsi que les pressions correspondantes de formation et de fond de sondage comme les autres paramètres se rapportent à tout l'objet. Or, chaque couche suivant ses caractéristiques de réservoirs, la qualité du pétrole, les sources énergétiques ainsi que les autres particularités se manifeste en cours d'exploitation de façon différente. Certaines couches plus productives ont un meilleur rendement en pétrole, d'autres aux mauvaises caractéristiques de réservoir ne le produisent presque pas. En injectant l'eau dans un groupe de couches par un système de puits d'injection, une des couches accepte l'eau de façon satisfaisante, tandis que d'autres l'acceptent moins bien ou la refusent, d'où un rendement irrégulier du gisement.

Généralement dans les couches les plus productives aux bonnes caractéristiques de réservoir les réserves sont récupérées plus vite. Ces couches sont les premières soumises à l'inondation par les puits d'exploitation, les couches moins productives conservant d'importantes réserves résiduelles de pétrole.

La récupération irrégulière des réserves de pétrole est également le fait d'une couche épaisse mais hétérogène. Dans ces couches le pétrole s'écoule d'abord dans le puits de la partie aux meilleures caractéristiques de réser-

voir. L'effet est le même quand on injecte de l'eau dans le puits. Ces phénomènes s'observent aussi lors de l'exploitation de champs de gaz.

Toutefois, les faits décrits ne couvrent pas toute la complexité des processus se déroulant dans les couches au cours de l'exploitation de champs de pétrole ou de gaz. Pour le contrôle géologique de chantier d'exploitation de champs d'architecture complexe on a mis en œuvre ces derniers temps de nouvelles méthodes et créé un outillage plus perfectionné.

Les nouvelles formes d'études sont en premier lieu orientées au contrôle du rendement de chaque couche et banc intercalé isolément. On y aboutit en précisant couche par couche le débit dans des puits d'exploitation ou leur capacité de réception dans les puits d'injection, ainsi qu'en évaluant la pression pour chaque couche de l'objet.

Parmi les nouvelles méthodes de contrôle de la mise en valeur des couches ou gisements exploités, dont l'architecture géologique est complexe, citons les études au moyen d'isotopes radioactifs, les mesures des débits et de la capacité de réception des puits par débitmètres de fond opérant à distance, les différentes investigations géophysiques de chantier, la photocolorimétrie du pétrole, l'hydroauscultation des couches, etc.

La méthode d'isotopes radioactifs permet de dégager dans les puits d'injection les couches admettant l'eau. Pour ce faire on injecte dans le puits à travers les tubes de pompage et de compression l'eau avec des isotopes radioactifs. Après avoir chassé l'eau activée on procède à la mesure par la méthode gamma qui est ensuite comparée à la mesure de contrôle exécuté par la méthode gamma avant l'injection d'isotopes. Devant les intervalles absorbant l'eau par suite d'introduction d'isotopes dans la partie du fond de sondage de la couche on observe sur les diagrammes gamma des anomalies surpassant de plusieurs fois les valeurs de fond. Toutefois, la méthode des isotopes radioactifs ne permet que d'établir la situation qualitative, mais ne permet pas de déterminer la quantité d'eau absorbée par la couche.

La détermination des débits ou de la capacité de réception couche par couche est pour l'essentiel réalisée dans les puits par les débitmètres de fond. Actuellement, on utilise largement les débitmètres de fond. Ces appareils sont destinés à déterminer la capacité de réception de chaque couche au sein de puits d'injection ainsi que le débit de chaque couche dans les puits d'exploitation.

Les appareils les plus perfectionnés sont les appareils agissant à distance (télédébitmètres de fond-1,2) avec panneau électronique automatique d'enregistrement d'affichages d'appareils de fond durant l'étude.

Sur la figure 108 on représente la lecture du profil d'écoulement du pétrole. Sur le graphique on fixe la courbe (voir fig. 108, *1*) sur laquelle les tronçons à valeurs supérieures correspondent aux intervalles de la couche

fournissant le pétrole. Les tronçons rectilignes de la courbe correspondent aux intervalles ne fournissant pas d'afflux de pétrole. Cette courbe permet de déterminer les intervalles (voir fig. 108, *2*) fournissant du pétrole ainsi que le poids spécifique de chaque intervalle dans le débit cumulé de la couche étudiée.

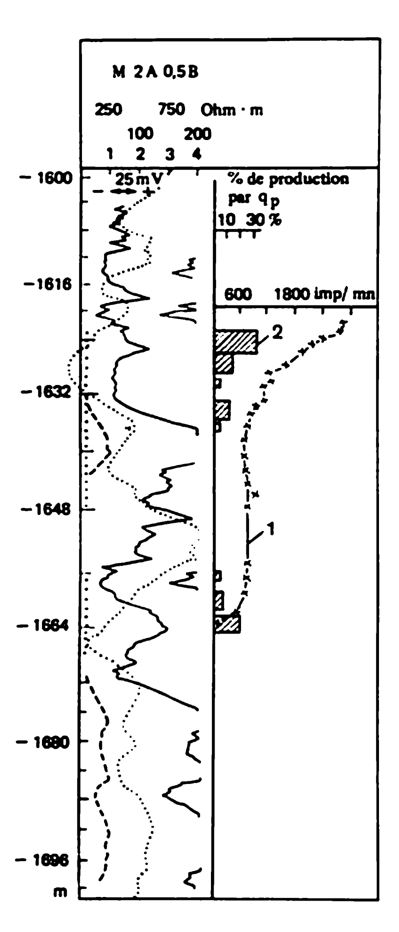


Fig. 108. Profil d'écoulement du pétrole levé par télédébitmètre au puits du champ d'Yarino-Kamennolojsk

Si l'utilisation des débitmètres de fond est étendue, on est en mesure d'obtenir des données nécessaires sur la capacité de réception des couches individuelles dans les puits d'injection et sur les débits de chaque couche dans les puits d'exploitation.

Pour le contrôle du fonctionnement de la couche on utilise les méthodes d'investigations géophysiques de chantier. La diagraphie neutron-gamma et la diagraphie neutron-neutron fournissent de bons résultats au cours du dégagement des couches aquifères ou des couches inondées par de l'eau minéralisée. On vient de construire des appareils aux dimensions réduites permettant l'étude à travers des tubes de pompage et de compression dans des puits à écoulement spontané. Le générateur de neutrons par impulsion permet d'obtenir des résultats satisfaisants quand il s'agit de déterminer la position de service du contact eau-huile.

La méthode d'hydroauscultation de la couche permet d'établir le degré de liaison hydrodynamique entre les diverses parties du gisement de pétrole de même qu'entre les parties périphérique et pétrolière de la couche d'après la vitesse de transmission des variations de pression.

Les variations de pression au sein de la couche sont déclenchées par le brusque arrêt d'un puits de haut rendement. Après quoi on procède à des observations de la pression sur un autre secteur de la couche dans le puits déjà arrêté et l'on fixe le temps et le degré de réaction de ce puits à l'arrêt du premier puits.

L'hydroauscultation peut établir la liaison hydrodynamique entre deux couches. Pour ce faire une impulsion de variation de pression est déclenchée dans une couche, tandis que des observations sur la variation de la pression sont menées dans les puits abordant l'autre couche.

§ 3. Analyse de l'état d'exploitation des gisements de pétrole et de gaz

La généralisation et l'analyse d'études de puits d'exploitation, d'injection, piézométriques et de contrôle permettent de procéder à l'analyse de l'état de l'exploitation du gisement de pétrole ou de gaz et de prendre des mesures assurant une exploitation plus effective. Ce travail doit être effectué périodiquement sur la base d'études systématiques des puits et d'évaluation de la production du pétrole, du gaz et de l'eau.

Pour systématiser et analyser tout le matériau recueilli au cours des études et mieux comprendre les phénomènes se déroulant dans la couche on recommande d'établir les cartes et les graphiques suivants : carte d'exploitation de la couche, carte d'exploitation de service de la couche, carte d'isobares, carte du facteur de gaz, graphique d'exploitation du gisement.

La carte d'exploitation de la couche est un plan-diagramme sur lequel sont portés tous les puits implantés dans la couche et pour chaque puits composés des diagrammes circulaires donnant les principaux paramètres de son exploitation.

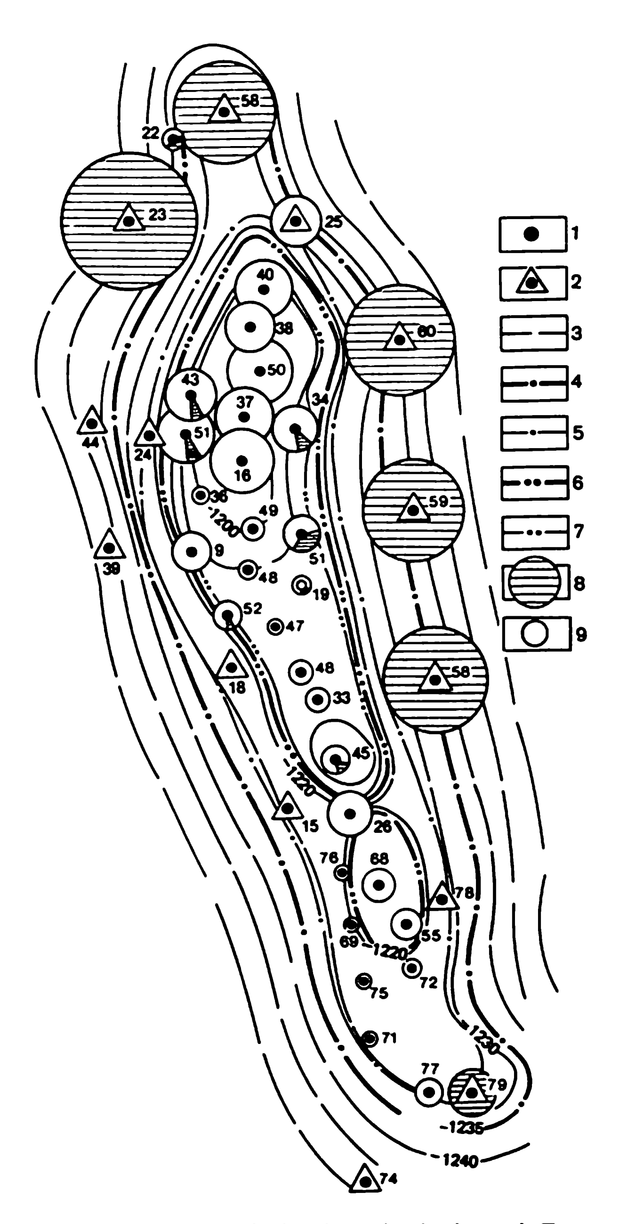


Fig. 109. Carte d'exploitation de service du champ de Tanyp

Puits : *1*, d'exploitation ; *2*, d'injection ; *3*, isohypses du toit de la couche en m ; contours originels de la zone à huile ; *4*, externe ; *5*, interne ; contours de service de la zone à huile ; *6*, externe ; *7*, interne ; *8*, fraction d'eau ; *9*, fraction d'huile

Les diagrammes accompagnant chaque puits se disposent sur le plan de manière que le centre du cercle coïncide avec le point d'intersection du puits avec la couche.

L'aire du diagramme de chaque puits reflète à une échelle appropriée la production cumulée de pétrole et d'eau de la couche durant toute la période d'exploitation. La fraction de pétrole et d'eau sur l'aire du cercle est figurée par des secteurs. Par des couleurs ou des hachures différentes on peut indiquer les divers procédés d'exploitation des puits : écoulement spontané, par pompage, par puisage à l'air comprimé. Près des puits d'injection on figure les diagrammes d'injection d'eau. Sur le plan-diagramme on figure quelquefois en symboles de convention d'autres paramètres d'exploitation.

La carte d'exploitation de service ne diffère de celle d'exploitation de la couche que par la figuration sur ses diagrammes du débit des puits de la date d'établissement de la carte (fig. 109). La carte d'exploitation est établie périodiquement une fois tout le trimestre ou toute l'année.

Sur ces cartes on voit clairement l'état d'exploitation du gisement, le rendement des puits d'exploitation, la capacité des puits d'injection, le degré d'inondation de l'ensemble de puits exploités, etc.

Les cartes d'isobares sont construites sur la base des mesures des pressions de formation dans les puits et constituent les documents essentiels représentant la nature de répartition de la pression de gisement. Il est recommandé de les établir chaque trimestre. La comparaison des cartes d'isobares établies à des dates différentes fait ressortir les variations anomales de la pression dans la couche durant la période concernée. L'analyse des cartes d'isobares permet de formuler les recommandations susceptibles de pallier aux causes de brusque abaissement anomal de la pression en différents secteurs de la couche.

Les cartes des facteurs de gaz se construisent en isolignes d'après les données de mesures effectuées dans les puits d'exploitation. La méthode de leur établissement est celle utilisée pour les cartes de ce type.

Les zones de valeurs anomales de facteurs de gaz correspondent habituellement aux secteurs du gisement où la pression de formation s'est abaissée au-dessous de celle d'imprégnation. En présence de telles zones anomales il est nécessaire de recourir à des mesures interdisant leur extension et, ensuite, conduisant à leur liquidation. On y aboutit en réduisant le soutirage de pétrole et même en cessant l'exploitation des puits à haut facteur de gaz et en augmentant l'injection d'eau dans la couche pour accroître la pression dans ces zones.

Les cartes du degré d'inondation du gisement sont exécutées sur la base de l'analyse de données sur la teneur en eau du pétrole. Elles sont construites en isolignes d'inondation en pour cent. Sur les cartes d'inondation du

gisement doivent figurer les positions initiale et de service des contours interne et externe de la zone à eau. Il est recommandé de les établir chaque trimestre. L'étude des cartes de deux ou trois périodes permet de fixer la direction de l'écoulement le plus intense de l'eau et de prendre des mesures de contrôle de ce mouvement.

Les graphiques d'exploitation des puits sont établis dans le système de coordonnées rectangulaires. Ce sont des courbes de variation dans le temps de la production du pétrole ou du gaz, des pressions de formation et du fond de sondage, du degré d'inondation, du facteur de gaz ainsi que d'autres paramètres (fig. 110). Il est recommandé de figurer sur un même

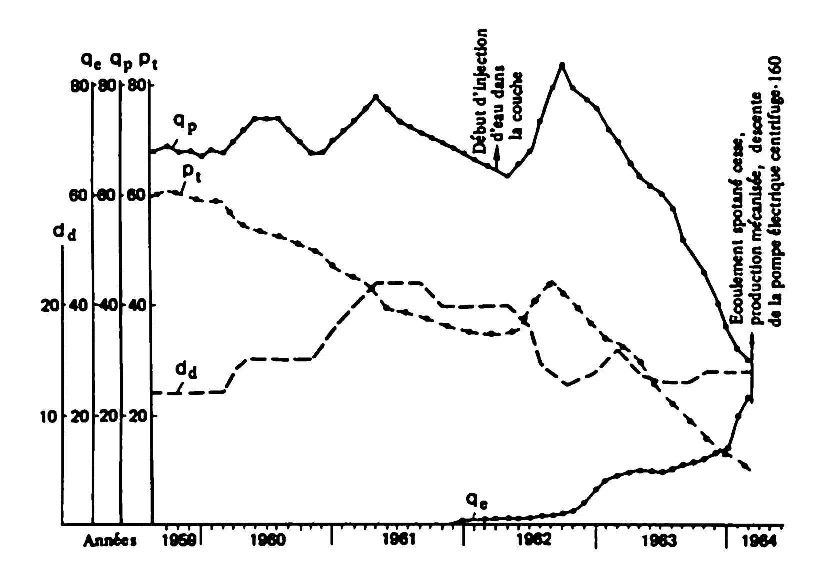


Fig. 110. Graphique d'exploitation du puits du champ de Pokrovsk

d_{duse}, diamètre de la duse en mm ; q_e, teneur en eau , % ; q_p, débit moyen de pétrole en t/j ; p_{tam}, pression tampon en MPa

graphique toutes les courbes du puits en question nécessaires à l'analyse. Pour ce faire l'axe des ordonnées de chaque paramètre a son propre échelle. L'étude commune des courbes de production, de pression, du facteur de gaz, du degré d'inondation, etc. portées sur un même graphique permet de repérer la dépendance de variation d'un des paramètres de l'autre.

Les graphiques d'exploitation des gisements sont construits d'après les grandeurs cumulées ou moyennes caractérisant le fonctionnement des gise-

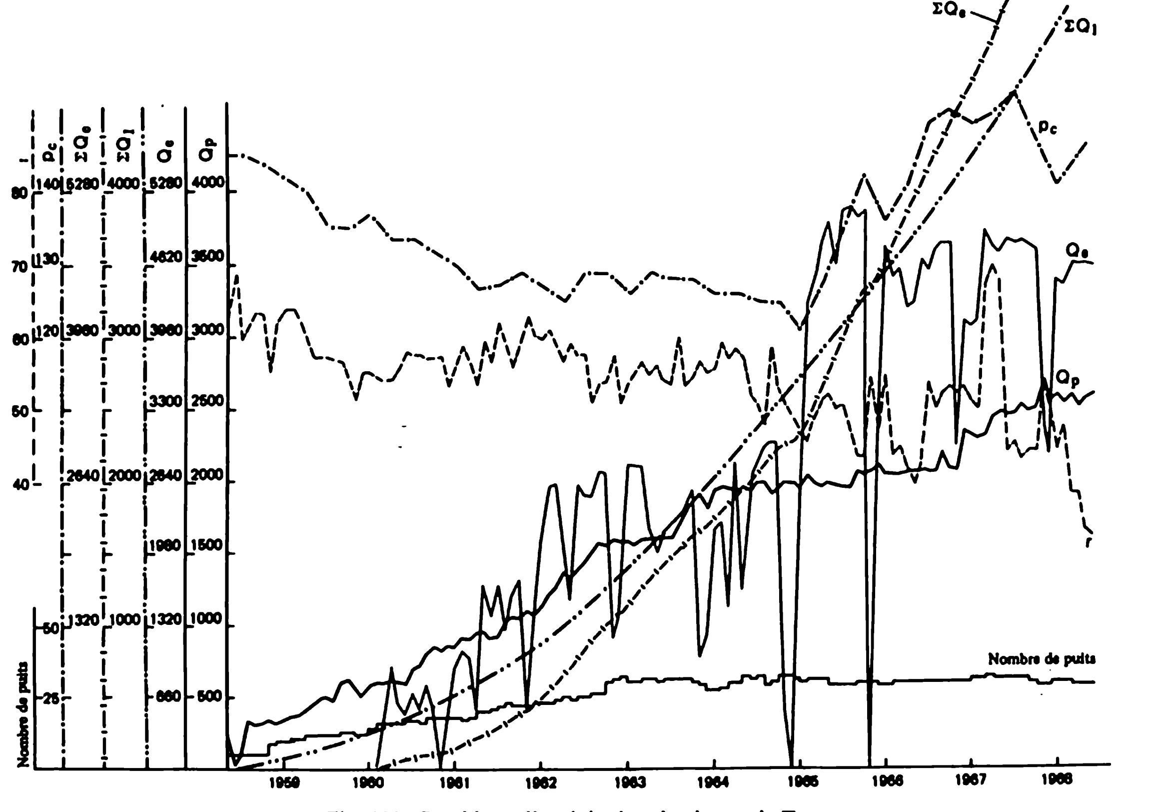


Fig. 111. Graphique d'exploitation du champ de Tanyp

Q_p, production de service de pétrole en t/j ; Q_e, injection de service d'eau en m^3/j; r, valeur moyenne du facteur de gaz en m^3/t; valeur moyenne de la pression de gisement en MPa ; ΣQ_l, soutirage cumulé de liquide en milliers de m^3; ΣQ_e, injection cumulée d'eau milliers de m^3

ments à partir du début d'exploitation ou pour une période choisie du temps (fig. 111). Sur l'axe des abscisses on porte le temps en années et mois, tandis que sur l'axe des ordonnées la production de service et cumulée de pétrole et l'injection d'eau, la pression de formation, le degré d'inondation, le facteur de gaz, etc.

L'analyse de service de l'exploitation est effectuée par l'administration de l'exploitation pétrolière. L'analyse se base sur les résultats d'études des puits compte tenu de la production de pétrole, de gaz et d'eau ainsi que de l'injection du fluide moteur dans la couche. D'après les données de l'analyse sont formulées les recommandations pour le contrôle de l'exploitation.

Périodiquement l'analyse de l'exploitation des gisements grands et moyens de pétrole et de gaz est effectuée par des instituts de recherches scientifiques. En cours d'analyse on procède à la généralisation de toute l'information géologique obtenue après l'établissement du projet d'exploitation. Sur la base de cette information on précise l'architecture géologique du champ et ses possibilités en pétrole et en gaz. Si les variations (d'après les données de forage d'exploitation) de l'aire ou de l'épaisseur de couches pétrolifères ou d'autres paramètres calculés sont importantes on procède au recalcul des réserves de pétrole ou de gaz. Ensuite, on procède à l'analyse de données d'exploitation du champ. Si nécessaire on recourt au chantier à des recherches complémentaires. Les calculs hydrodynamiques sont réalisés sur ordinateurs. Les résultats obtenus sont comparés à ceux figurant dans le projet d'exploitation.

§ 4. Méthodes de régulation de l'exploitation des gisements

Le contrôle de l'exploitation de gisements permet de dégager le degré d'épuisement des réserves de chaque couche ou de certains secteurs de cette dernière, la nature de l'inondation et du mouvement du contact eau-huile, ainsi qu'une série d'autres processus se déroulant dans les gisements après la mise en œuvre du système d'exploitation. Cela permet de pourvoir à temps à la régularisation de l'exploitation et de garantir ainsi une récupération régulière de pétrole de la couche. Pour aboutir à un rendement continu des couches il est recommandé d'injecter de l'eau dans chaque couche ou groupe de couches, de procéder au sein du puits d'injection à la fracturation hydraulique ou à la perforation par jets de sables et d'eau

de couches moins perméables, d'utiliser des pressions d'injection différentielles, l'injection focale, l'exploitation séparée des couches, le forage de puits d'exploitation complémentaires pour intensifier la production sur certains secteurs ou couches, etc.

CHAPITRE VII

Protection du sous-sol des champs de pétrole et de gaz

L'objectif de la protection du sous-sol en cours de prospection et d'exploitation des champs de pétrole est de conserver les gisements de pétrole et de gaz en état autorisant la plus complète récupération de leurs ressources ainsi que de veiller à la conservation de champs d'autres minéraux utiles.

En premier lieu il s'agit de protéger les horizons aquifères de l'altération au cours de leur abordage par les puits. On doit d'abord protéger de l'altération les horizons de la tête du niveau d'eau et de la nappe artésienne constituant les sources d'alimentation en eau des villes et d'autres localités. L'inobservation de règles de protection du sous-sol peut amener à l'épuisement prématuré des horizons aquifères ou à leur altération par pénétration en leur sein des eaux minéralisées ou du pétrole. Pour prévenir l'altération de sources d'alimentation en eau les puits doivent présenter une construction permettant d'isoler les horizons aquifères et avec la liquidation de ces puits ces horizons doivent être isolés par le ciment.

En forant des puits profonds il est nécessaire de prendre des mesures excluant l'éruption incontrôlée. Les jets incontrôlés conduisent à de grandes pertes de pétrole et surtout de gaz. Pour éviter les jets incontrôlés le forage des puits doit s'effectuer avec utilisation de boues de forage de consistance adéquate. Sur tous les puits de reconnaissance et d'exploitation doivent être installés des obturateurs de sécurité. Si toutefois l'éruption incontrôlée a lieu il faut procéder sans tarder à sa liquidation.

Un autre problème non moins important de la protection du sous-sol est l'isolation dans tous les puits des couches pétrolifères et gazéifères l'une de l'autre ainsi que des couches aquifères. Pour éviter les flux transversaux derrière la colonne de production (tubing) il faut établir un anneau en ciment fiable.

En exploitant un champ il est nécessaire de garantir la récupération maximale de pétrole et de gaz du sous-sol. On ne doit pas transgresser à la technologie de l'exploitation du champ ou au régime de fonctionnement du puits, vu que l'inobservation des principes d'exploitation rationnelle entraîne des pertes de pétrole et de gaz dans la couche.

La protection du sous-sol est sous la surveillance du service d'entreprises d'exploitation de pétrole et de gaz ainsi que d'organisations chargées de la prospection, comme des institutions du Comité d'Etat de surveillance technique des mines de l'U.R.S.S.

TABLE DES MATIÈRES

PARTIE I. GÉOLOGIE GÉNÉRALE

PARTIE II. ÉLÉMENTS DE GÉOLOGIE DE PÉTROLE ET DE GAZ

PARTIE III. **PROSPECTION DÉTAILLÉE DE CHAMPS DE PÉTROLE ET DE GAZ**

PARTIE IV. **GÉOLOGIE D'EXPLOITATION DU PÉTROLE ET DU GAZ**

DANS LA MÊME COLLECTION

FORAGE ET EXPLOITATION DE PUITS DE PÉTROLE ET DE GAZ

par N. SIDOROV

Le manuel comprend deux titres indépendants: «Forage de puits de pétrole et de gaz» et «Exploitation de puits de pétrole et de gaz».
Dans le premier, on étudie les procédés de forage, l'équipement, l'outillage de base et d'appoint. Une attention particulière est accordée aux régimes de forage, au lavage des sondages, à l'isolement et à l'aménagement des couches productives. On expose les actions permettant de prévenir et de liquider des interruptions dues aux accidents mécaniques et aux complications imprévues. Sous le second titre on décrit en détail les procédés d'exploitation des puits.
On passe en revue l'équipement et l'outillage utilisé. On fournit les méthodes élevant le débit des puits ainsi que celles de maintien de l'énergie de gisement. Une place est réservée au stockage et au transport du pétrole et du gaz sur le chantier exploité, de même qu'à l'automatisation et à la télémécanisation.

MESURES TECHNIQUES (QUIDE PRATIQUE)

par V. Berkov

Cet ouvrage rédigé par un ingénieur travaillant dans l'enseignement technique est le fruit des programmes de formation des ouvriers occupés dans l'usinage des métaux à froid.
L'exposé commence par la description de l'outillage le plus simple — règles, équerres etc. et se poursuit par l'explication des instruments de mesure de haute précision: pieds à coulisses, palmer, goniomètres, de même que des appareils de mesure optiques et instruments améliorant l'efficacité du contrôle technique.
Le livre est écrit en termes simples, on y trouvera des conseils pratiques concernant l'utilisation de chaque instrument décrit, appuyés, par de nombreuses illustrations.
L'ouvrage peut être recommandé aux élèves des écoles professionnelles techniques, de même qu'aux apprentis recevant une formation dans les ateliers.